



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique
Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou
Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques
Département des Sciences Géologiques

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de
MASTER EN GEOLOGIE

Option : Géologie des bassins sédimentaires

Thème :

**Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique et étude du
phénomène de basse résistivité dans le réservoir silurien
argilo-gréseux du bassin de berkine (Région de Zemlet En
Naga et Zemoul el Kbar, Berkine Est)**

Réalisé par :

ALLOUACHE Sara.

HAROUN Thinehinane.

Devant le jury :

Président : M^r. ACHOUÏ M.

MAA. UMMTO.

Promoteur: M^r. AHMED ZAÏD I.

MCA. UMMTO.

Co-promoteur: M^r. BENYOUCEF A.

Ingénieur pétrophysicien, SONATRACH.

Examineur: M^r. BRAHMI. B

MAA. UMMTO.

Année universitaire : 2019 - 2020

Remerciements :

Tout d'abord nous remercions notre Dieu de nous avoir donné le courage et la force pour réaliser ce modeste travail.

On tient vivement à exprimer notre gratitude à tous ceux qui, ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire ; j'espère qu'ils trouveront le long de ces lignes toute notre reconnaissance.

*En premier lieu, à notre promoteur Mr. **AHMED ZAID. I**, d'avoir accepté de nous encadré durant la réalisation de ce mémoire, pour sa patience, sa disponibilité, et ses judicieux conseils.*

Nos remerciements les plus sincères s'adressent également à Mr. **BENYOUCEF. A** notre encadreur au niveau de la Division Exploration de la SONATRACH.

*Nous remercions Mr. **ACHOUI .M**, de nous avoir accordé l'honneur de présider notre soutenance.*

Nous remercions aussi à Mr. **BRAHMI. B**, jury d'avoir accepté de juger notre travail en qualité d'examineur.

Enfin, nous adressons nos remerciements à l'ensemble des corps pédagogique et administratif du Département des Sciences Géologiques de la Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques, université Mouloud Mammeri, de Tizi Ouzou.

Dédicace

A MES CHERS PARENTS

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.

Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours.

Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, et le fruit de vos sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais assez.

Puisse dieu, vous accorder santé, bonheur et longue vie.

A MES CHERS FRERES

Gaya, Lounes et Missipsa

En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde tendresse et reconnaissance, je vous souhaite une vie pleine de bonheur, de succès et que dieu tout puissant, vous protège et vous garde.

A MA CHERE TANTE

Sadia

A MES AMIS DE TOUJOURS

A ma camarade et très chère amie Sara, sans qui ce travail n'aurait pas vu le jour, grâce a l'immense effort et la patience dont elle a fait figure,

Yasmine, Sabrina, Nabila,

En souvenir de notre sincère et profonde amitié et des moments agréable que nous avons passées ensemble.

Une spéciale dédicace à BAIZID Nour Islam et BOUDOUR Nabil, pour leurs soutien, l'aide précieuse et leurs encouragements.

A toutes les personnes qui ont participé à l'élaboration de ce travail, à tous ceux que j'ai omis de citer.

Thinehinane

Dédicace

Ce projet de fin d'étude est dédié :

A ma mère,

« Tu m'a donné la vie, la tendresse et le courage pour réussir.

Tout ce que je peux t'offrir ne pourra pas exprimer l'amour et la reconnaissance que je te porte

En témoignage je t'offre ce modeste travail pour te remercier pour tes sacrifices et pour l'affectation dont tu m'as toujours entourée »

A mon père,

« L'épaule solide, l'œil attentif compréhensif et la plus digne de mon estime et de mon respect.

Aucune dédicace ne serait exprimer mes sentiments, que dieu te préserve et te procure santé et longue vie »

Je le dédie également à mes et sœurs (Fatima, Sihem, Hayet et Djahida) en signe d'amour, de reconnaissance et de gratitude pour le dévouement et tout le soutien matériel et morale, le courage et les sacrifices dont vous avez fait toujours preuve à mon égard.

Chers frères (Lyes, Amar et Yazid) qui n'ont jamais cessé de m'encourager et de croire en moi.

A mes adorables neveux et nièces ainsi qu'à ma belle-sœur et mes beaux frères et l'ensemble de toute ma famille.

A ma camarade et ma chère amie Tina à qui je dois tout le courage et la patience pour partager ce travail et sans qu'il ne pourrait jamais être accompli.

*A Islam, Yazid, et Nabil et Nacer pour leur soutien, aide et encouragement
A mes chères amis (es) Assia, Ourdia et Sabrina et Yanis Je ne peux trouver les mots justes pour vous exprimer mon affection sincère et mes pensées, vous êtes pour moi des sœurs, des frères et des amis sur qui je peux compter ainsi qu'à tous mes proches*

A mes amis et mes camarades de la promotion Géologie des Bassins Sédimentaires de la promotion 2019/2020

Pour qui je le sais, ma réussite est très importante.

Sara.

Résumé

Situé dans la partie sud-est du Sahara algérien, le bassin de Berkine fait partie de la province orientale de la Plateforme saharienne. Il est subdivisé en trois zones pétrolières : la dépression sud-est triasique, la dépression du Dahar et la dépression de Berkine. La série paléozoïque de ce bassin est très épaisse et renferme plusieurs niveaux réservoirs, parmi lesquels : le réservoir du Silurien argilo-gréseux.

L'objectif de ce travail consiste dans un premier lieu, à l'application des concepts de la stratigraphie séquentielle fondée essentiellement sur la réponse diagraphique Gamma Ray, confirmé par les autres diagraphies (Résistivité, Neutron, Densité et Sonic), nous a permis d'identifier les différentes séquences et leurs cortèges sédimentaires des unités de silurien argilo-gréseux, et de réaliser un profil de corrélation entre les deux puits.

Evaluation des paramètres pétrophysiques dans ce réservoir sur la base des diagraphies exécutées dans les deux puits P1 et P2 qui y sont implantés, et procéder à l'interprétation en matière de potentialité en hydrocarbures.

Il se trouve que certains résultats des diagraphies classiques, dans ce réservoir silurien à lithologie spécifique nous a conduit à envisager l'étude du phénomène des anomalies des basses résistivités dans ses unités A1 et A2 à base de données recueillies dans ces puits.

C'est ainsi que les résultats de l'interprétation des données pétrophysiques montrent que l'unité A1 présente effectivement le phénomène de basses résistivités, caractérisé par des valeurs de saturation en eau de l'ordre de 55 à 95%. Contrairement aux diagraphies classiques qui ont montré la présence d'eau, les tests de formation ont pourtant révélé la présence d'hydrocarbures dans ce réservoir.

D'autre part, le croisement de différentes données de diagraphies sous forme de cross-plots a permis de déduire la présence de minéraux argileux conducteurs tels que le chlorite et la montmorillonite qui font chuter les résistivités des formations de l'unité A1 particulièrement.

Mots-clés : bassin de Berkine – Silurien argileux gréseux – unités A1 et A2 – découpage séquentiel - caractéristiques pétrophysiques – phénomène de basse résistivité – Saturation en eau – Aquifère – Hydrocarbure.

Abstract :

Located in the south-eastern part of the Algerian Sahara, the Berkine basin is part of the eastern province of the Saharan Platform. It is subdivided into three oil zones: the southeastern Triassic depression, the Dahar depression and the Berkine depression. The Paleozoic series of this basin is very thick and contains several reservoir levels, among which: The Silurian clay-sandstone reservoir.

The objective of this work consists firstly, in the application of the concepts of sequential stratigraphy, based essentially on the Gamma Ray logging response, confirmed by the other logs (Resistivity, Neutron, Density and Sonic), allowed us to identify the different sequences and their sedimentary processions of the Silurian clay-sandstone units, and produce a correlation profile between the two wells.

Evaluation of the petrophysical parameters in this reservoir based on the logs performed in the two wells P1 and P2 which are located there, and proceed with the interpretation in terms of hydrocarbon potential.

It turns out that certain results of classical logs in this Silurian reservoir with specific lithology led us to consider studying the phenomenon of low resistivity anomalies in its A1 and A2 units based on data collected in these wells.

This is how the results of the interpretation of petrophysical data show that unit A1 indeed exhibits the low resistivity phenomenon, characterized by water saturation values of the order of 55 to 95%. Unlike conventional logs which have shown the presence of water, training tests have nevertheless revealed the presence of hydrocarbons in this reservoir.

On the other hand, the crossing of different log data in the form of cross-plots made it possible to deduce the presence of conductive clay minerals such as chlorite and montmorillonite which drop the resistivities of unit A1 in particular.

Keywords: Berkine basin - Silurian clayey sandstone - units A1 and A2 - sequential division - petrophysical characteristics - phenomenon of low resistivity - Water saturation - Aquifer - Hydrocarbon.

Table des matières

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations et symboles	
Introduction générale.....	1
Problématique.....	2

Chapitre I : Présentation du bassin de berkine

I : Présentation de la région étudiée	3
II : Situation du bassin de berkine	4
II.1 : Situation géographique	4
II.2 : Situation géologique	4
III : Lithostratigraphie du bassin de berkine	5
III.1 : Le Paléozoïque	6
III.2. Le Mésozoïque	7
III.3. Le Cénozoïque.....	11
IV : Evolution paléogéographique du bassin de berkine.....	13
V : Evolution et aperçu structural	13
V.1 : Principaux évènements tectonique	16
V.2 : Principaux éléments structuraux	19
VI : Evolution géodynamique	20
VII : Système pétrolifère de bassin de Berkine	21
VII.1: Système pétrolier	21
VII.2 : Système pétrolier du bassin de berkine	23
VII.2.1. Les roches mères	23
VII.2.2. Les roches réservoirs	23
VII.2.3. Les roches couvertures.....	25
VII.2.4 : Conditions de génération et de migration des hydrocarbures	27
VIII : Conclusion	28

Chapitre II : Diagraphies notions de pétro-physique

I : Les diagraphies	29
I.1 : But des diagraphies	30
I.2 : Les Paramètres influençant les mesures	30
I.3: Types des diagraphies	32
I.3.1 : Diagraphies électriques	32
I.3.1.1 : Les diagraphies de résistivité	32
I.3.2 : Diagraphies nucléaires	38
I.3.2.1 : La radioactivité naturelle ou Gamma Ray	38
I.3.2.2 : Diagraphies de densité ou Gamma-Gamma	40
I.3.2.3 : Diagraphie Neutron	42
I.3.3 : diagraphie acoustique	44

I.3.4 : Les Diagraphies auxiliaires	45
I.3.4.1 : Le diamètreur	46
I.3.5: Modular dynamique tester	47
I.3.6. : Rayon d'investigation des différentes diagraphies	50
II : Notion de pétro-physique	50
II.1 : La composition de la roche	51
II.1.1 : Les éléments solides	51
II.1.2 : Les fluides	52
II.2 : Les paramètres pétrophysique de la roche.....	52
II.2.1 : La porosité	52
II.2.1.1 : différents types de porosité.....	53
II.2.1.2 : Méthodes du calcul des différentes porosités	54
II.2.1.2.1 : Méthodes directes	54
II.2.1.2.2 : Méthodes indirectes	54
II.2.2. La perméabilité	56
II.2.2.1 : Types de perméabilité.....	56
II.2.2.2 : Mesure de la perméabilité.....	57
II.2.2.3 : Classification de la perméabilité.....	57
II.2.3. La résistivité et conductivité.....	57
II.2.3.1 : Résistivité	57
II.2.3.2 : La conductivité	59
II.2.4. La saturation	59
II.2.4.1. Estimation de la saturation en eau Sw63	
II.2.4.1.1 : Dans une formation propre	60
II.2.4.1.2 : En présence d'argile dans le réservoir	61
III. Conclusion.	62

Chapitre III : Découpage séquentiel et corrélation entre puits

I. Introduction.....	63
II. Présentation de la région étudiée	63
II.1 : Contexte structural.....	63
II.1.1 : Carte en isobathes au toit du SAG.....	64
II.2 : Contexte stratigraphique.....	65
III. Concepts de la stratigraphie séquentielle	68
III.1. Concepts de stratigraphie séquentielle.....	68
III.2. Les unités de la stratigraphie séquentielle	70
III.2.1 : Concept de séquence	70
III.2.2 : La paraséquence	70
III.2.3 : Concept de cortège sédimentaire	71
III.2.4 : Concept de surfaces stratigraphiques de séquences	72
III.3 : Notion d'électrofaciès ou d'électroséquence	75

IV. Découpage séquentiel des unités du silurien et corrélation entre les deux puits à partir des réponses diagraphiques du signal Gamma Ray	76
IV.1 : Découpage séquentiel du silurien des puits P1 et P2 sur la base des réponses diagraphiques	80
IV.1.1: Puits P1	80
IV.1.2 : Puits P2	96
IV.2 : Description des séquences	98
IV.3 : Corrélation et comparaison des cortèges sédimentaires du silurien (Pridoli)....	99
IV. conclusion	101

Chapitre IV : Caractérisation pétrophysique des réservoirs des unités A1 et A2 du SAG de la zone étudiée

I. Introduction.....	102
II. Les diagraphies enregistrées	102
III. Les étapes d'interprétation des diagraphies	102
III .1. Interprétation qualitative	102
III.1.1. Délimitation des zones réservoirs	102
III.1.2. Identification du type de distribution des argiles	103
III.1.3. Identification du type de matrice.....	104
III.1.4. Détermination des paramètres matriciels	105
III.2. Interprétation quantitative	108
III.2.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w	108
III.2.2. Détermination des paramètres d'argiles	108
III.2.3. Détermination du volume d'argile	109
III.2.4. Calcul des porosités (Φ_s , Φ_d , Φ_n et Φ_u) et de la saturation en eau S_w .	109
III.3. Résultats de l'interprétation des diagraphies.....	109
III.3.1 : Interprétation des diagraphies au-devant du réservoir silurien du puits P1	111
III.3.2 : Interprétation des diagraphies au-devant du réservoir silurien de puits P2.....	112
III.3.3 : Elan ou log composite des puit P1 et P2.....	114
IV. Conclusion	117

Chapitre V : Etude du phénomène des anomalies de basse résistivité

I. Introduction.....	118
II. Facteurs à l'origine des basses résistivités	118
II.1. Facteurs liés à l'environnement	118
II.1.1 : Effet de l'invasion	118
II.1.2. Le pendage des couches	119
II.1.3. Effet du diamètre du trou.....	120
II.2. Facteurs liés à la géologie.....	120
II.2.1. Taille des grains.....	120
II.2.2. Effet des bancs minces.	120

II.2.3. Le système de porosité	121
II.2.4. Nature et distribution des argiles	121
II.2.5. La Mouillabilité	122
II.2.6. Présence de minéraux conducteurs	122
III. Méthodes de détection du phénomène des basses résistivités	123
III.1 : Interprétation des cross-plots	124
III.1.1: M-N plot.....	124
III.1.2: Th-K plot.....	124
III.1.3: K-PE plot.....	126
III.1.4: K-Th-PE plots	127
IV. Solutions possible	129
IV.1: Résonance magnétique nucléaire	129
IV.2. Ecoscope	129
IV.3. Modular Dynamic Tester	130
V. Conclusion.....	131
 Conclusion générale	 132

Références bibliographique.

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I : Présentation de bassin de berkine

Figure I.1 : Les bassins de la plateforme saharienne	3
Figure I.2 : Situation géographique de bassin de Berkine	4
Figure I.3 : Carte géologique du bassin Berkine-Ghadamès.....	5
Figure I.4 : Cadre Géologique de Bassin de Berkine.....	6
Figure I.5 : Coupe stratigraphique du Bassin de BERKINE.....	12
Figure I.6 : Les axes structuraux du bassin de Berkine.	14
Figure I.7 : Ligne sismique régionale montrent les bassins d' Illizi, Berkine et Ghadamès. (Les lignes sismiques ont été calibrés par des anciens puits de TOTAL 2010 et les puits HBNP-1 et HBNEP-1.....	15
Figure I.8 : Coupe géologique du Bassin de Berkine.....	18
Figure I.9 : Les principaux éléments structuraux du bassin de Berkine.....	19
Figure I.10 : Les éléments structuraux du bassin de Berkine	20
Figure II.11 : Bloc 3D représentatif d'un système pétrolier classique composé de roche mère, d'une roche réservoir, d'une roche couverture et de pièges.....	22
Figure II.12 : Pièges pétroliers dans les Réservoirs conventionnels d'hydrocarbures.....	22
Figure II.13 : Extension et maturité des roches mère silurienne et Frasnienne au Sud-Est de l'Algérie.....	23
Figure II.14 : Séries pétrolifères du bassin de Berkine.....	26
Figure II.15 : Coupe montrant les pièges et les voies de migration des hydrocarbures	28

CHAPITRE II : Diagraphies et notions de pétrophysiques.

Figure II.1 : Schéma de deux types de Diagraphies	29
Figure II.2 : Représentation schématique du phénomène d'invasion.....	31
Figure II.3 : Sonde normale.....	33
Figure II.4 : Sonde latérale	33
Figure II.5 : Principe de mesure de la sonde latérolog	34
Figure II.6 : Schéma de la sonde Dual Latérolog	34
Figure II.7 : Schéma montrent la disposition des électrodes et distribution du courant de l'outil MFSL.....	35
Figure II.8 : Principe de mesure de la sonde à induction	36

Figure II.9 : Fonctionnement d'un micro-dispositif.....	36
Figure II.10 : Schéma de l'outil Gamma Ray et exemple du log enregistré avec en face d'un réservoir	38
Figure II.11 : Schéma du comportement de l'outil GR en face d'un réservoir	39
Figure II.12 : Schéma des interactions des rayons Gamma avec les atomes de la formation	40
Figure II.13 : Schéma de l'outil LDT et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique du signal.....	41
Figure II.14 : Schéma de principe de la sonde neutrons	42
Figure II.15 : Schéma de la sonde CNL et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique du signal.....	43
Figure II.16 : Schéma de principe de l'outil sonique	44
Figure II.17: Schéma de principe de la sonde sonique BHC et exemple de log enregistré...	45
Figure II.18 : Différents types de diamètreur	46
Figure II.19 : Image de la sonde MDT	47
Figure II.20: Schéma représentant le principe du DMT.....	48
Figure II.21 : Mode opératoire du module Optical Fluid Analyzer	48
Figure II.22 : Profondeur de l'investigation et résolution verticale de certains outils	50
Figure II.23 : Les différents modes de distribution d'argile	52
Figure II.24 : Les différents types de pores peuvent exister dans une roche.....	52
Figure II.25 : Représentation schématique des pores.....	54
Figure II.26 : Lame mince montrent la saturation en huile.	60

Chapitre III : Découpage séquentiel et corrélation entre puits.

Figure III.1 : Localisation des puits P1 dans le périmètre de Zemlet en naga, et P2 dans le périmètre de Zemoul el Kbar.	63
Figure III.2 : Coupes sismiques orientée W et E passants par le puits P1.....	64
Figure III.3 : Coupes sismiques orientée NE et SW passants par le puits P2	64
Figure III.4 : Carte en isobathes au toit de l'unité SAG « A2 ».....	65

Figure III.5: Ecorché géologique à la discordance hercynienne.....	66
Figure III.6: log stratigraphique des unités du Silurien.	67
Figure III.7 : Principaux paramètres affectant la géométrie des corps sédimentaires et variation du taux d'accommodation	69
Figure III.8 : Relations entre vitesse d'accommodation/ vitesse de sédimentation et architecture stratigraphique.....	69
Figure III. 9 : Illustration de l'ensemble de paraséquences	71
Figure III.10 : Séquences, cortèges sédimentaires et surfaces stratigraphiques définies en relation avec les courbes du niveau marin et la transgression – régression	74
Figure III.11 : découpage séquentiel du puits P1	77
Figure III.12: découpage séquentiel du puits P2	78
Figure III.13 : cortège sédimentaire de la séquence1 (Sq1) du puits P1.....	80
Figure III.14 : cortège sédimentaire de la séquence2 (Sq2) du puits P1.....	82
Figure III.15 : cortège sédimentaire de la séquence 3 (Sq3) du puits P1	84
Figure III.16 : cortège sédimentaire de la séquence 4 (Sq4) du puits P1	85
Figure III.17 : Enregistrement diagraphique récapitulatif du puits P1	86
Figure III.18 : cortège sédimentaire de la séquence 1 (Sq1) du puits P2	87
Figure III.19 : cortège sédimentaire de la séquence 2 (Sq2) du puits P2	89
Figure III.20 : cortège sédimentaire de la séquence 3 (Sq3) du puits P2	90
Figure III.21 : cortège sédimentaire de la séquence 4 (Sq4) du puits P2	92
Figure III.22: Enregistrement diagraphique récapitulatif du puits P2.....	93
Figure III.23 : découpage séquentielle à partir des log GR, Rt, ZDEN	95
Figure III.24 : découpage séquentielle à partir des log GR, Rt, ZDEN	95
Figure III.25 : découpage séquentielles des unités du silurien à partir des enregistrements diagraphiques (GR, Rt, CNC, ZDEN, DT) et identification des zones susceptibles de contenir des Hydrocarbure ou eau dans le puits P1.....	96
Figure III.26 : découpage séquentielles des unités du silurien à partir des enregistrements diagraphiques (GR, Rt, CNC, ZDEN, DT) et identification des zones susceptibles de contenir des Hydrocarbure ou eau dans le puits P2.....	97

Figure III.27 : Profil de corrélation NW - SE passant par les trois puits (P1, P2) montrant l'architecture des séries silurien dans la zone étudiée..... 100

Chapitre IV : **Caractérisation pétrophysique des réservoirs des unités A1 et A2 du SAG de la zone étudiée.**

Figure IV.1 : Identification du type de distribution des argiles à partir des cross-plots ($\Phi_{nc} - \Phi_{dc}$) pour les puits P1 au niveau des unités A1 et A2 du réservoir silurien 103

Figure IV.2 : Identification du type de distribution des argiles à partir des cross-plots ($\Phi_{nc} - \Phi_{dc}$) pour les puits P2 au niveau des unités A1 et A2 du réservoir silurien 104

Figure IV.3 : Identification de la lithologie des unités A1 et A2 du réservoir silurien dans les puits P1 à partir des cross-plots porosité de neutron – densité globale (NPHI-RHOB)..... 104

Figure IV.4 : Identification de la lithologie des unités A1 et A2 du réservoir silurien dans les puits P2 à partir des cross-plots porosité de neutron – densité globale (NPHI-RHOB)..... 105

Figure IV.5 : Détermination du temps de transit de la matrice (ΔT_{ma}) à partir du cross-plot ($R_t, \Delta T$) 106

Figure IV.6 : Détermination de la densité de la matrice (ρ_{ma}) à partir du cross-plot (R_t, ρ_b).... 107

Figure IV.7 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w par la méthode graphique (Abaque GEN-9 de Schlumberger)..... 108

Figure IV.8 : Diagramme pression – profondeur de l'unité A1 du réservoir Silurien F6 dans le puits P2..... 113

Figure IV.9 : Diagramme pression – profondeur de l'unité A1 du réservoir Silurien F6 dans le puits P2..... 114

Figure IV.10 : Elemental Log Analysis ou ELAN de l'interprétation diagraphique du puits P1 intervalle (3680m-3780m) dans l'unité A1 et A2 de Silurien 115

Figure IV.11: Elemental Log Analysis ou ELAN de l'interprétation diagraphique du puits P2 intervalle (4090m-4186m) dans l'unité A1 et A2 de Silurien 116

Chapitre V : **Etude du phénomène des anomalies de basses résistivités.**

Figure V.1 : Effet de l'invasion sur les outils de résistivités 119

Figure V.2 : Effet du pendage des couches 119

Figure V.3 : Effet du diamètre du trou sur la résistivité..... 120

Figure V.4 : Effet de la porosité sur la résistivité..... 121

Figure V.5 : Effet de la mouillabilité sur la résistivité 122

Figure V.6 : Effet des minéraux conducteurs sur la résistivité	122
Figure V.7 : M-N PLOT, Abaque CP-8 (Schlumberger) du puits P1 au niveau de l'unité A1 du Silurien argileux-gréseux	124
Figure V.8 : M-N PLOT, Abaque CP-8 (Schlumberger) du puits P2 au niveau des unités A1 et A2 du Silurien argileux-gréseux	124
Figure V.9 : Cross-plot Th-K et résistivités du puit P1 dans l'intervalle de l'unité A1 du réservoir Silurien	125
Figure V.10 : Cross-plot Th-K et résistivités du puits P2 dans les intervalles des unités A1 et A2 du réservoir Silurien	125
Figure V.11 : Cross plot K-PE et résistivités pour l'identification minéralogique des argiles dans l'unité A1 du puits P1 dans le réservoir silurien.....	126
Figure V.12: Cross plot K-Pe et résistivités pour l'identification minéralogique des argiles dans les unités A1 et A2 du puits P2 dans le réservoir silurien	127
Figure IV.13: Cross plot K-Th-PE et résistivités pour l'identification minéralogique des argiles dans l'unité A1 du puit P1 réservoir silurien.....	128
Figure V.14: Cross plot K-Th-PE et résistivités pour l'identification minéralogique des argiles dans l'unité A1 et A2 du puits P2 dans le réservoir silurien	128
Figure V.15 : L'Appareil CMR de Schlumberger qui permet d'effectuer des mesures RMN dans les puits	129
Figure V.16 : Outil Ecoscope.....	130
Figure V.17: Outil MDT	130

Liste des tableaux

CHAPITRE I : Présentation de bassin de berkine

Tableau I.1 : Les différentes phases de déformations affectant le bassin de Berkine 17

CHAPITRE II : Diagraphies et notions de pétro-physiques.

Tableau II.1 : tableau récapitulatif des différentes sondes de résistivité micro et macrodispositifs37

Chapitre III : Découpage séquentiel et corrélation entre puits.

Tableau III.1 : Tableau représente les différentes formes d'électroséquence et leurs milieux de dépôts.....75

Chapitre IV : Caractérisation pétrophysique des réservoirs des unités A1 et A2 du SAG de la zone étudiée.

Tableau IV-1 : Les valeurs du GR-Cut-off pour les puits P1 et P2 103

Tableau IV.2 : Paramètres matriciels et paramètres du fluide de forage 105

Tableau IV.3 : Les valeurs de R_w obtenues à partir de l'abaque GEN-9..... 108

Tableau IV.4 : Les paramètres d'argile dans les deux puits P1 et P2..... 109

Tableau IV.5 : Interprétation de la nature des intervalles des unités du réservoir silurien à partir des données de diagraphies du puits P1..... 110

Tableau IV.6: Interprétation de la nature des intervalles des unités du réservoir silurien à partir des données de diagraphies du puits P2..... 112

Chapitre V : Etude du phénomène des anomalies de basses résistivités.

Tableau V.1 : Caractéristiques physico-chimiques des minéraux. 121

Liste des abréviations et symboles

A1 : Unité du réservoir F6 du Silurien.	n : Exposant de saturation déterminé.
A2 : Unité du réservoir F6 du Silurien.	NGS : Naturel Ray Spectrometry.
AIT : Array Imager Tool.	NPHI : Log de porosité de neutrons.
API : American Petroleum Institute.	P : Pression.
B1 : Unité du réservoir F6 du Silurien.	PEF : Facteur d'absorption photoélectrique.
BHC : Borehole Compensated Sonic.	PS : Polarisation spontanée.
BSFR : Surface basale de régression forcée.	psi : Pounds per square inch.
C : Conductivité.	Pr : profondeur.
CC : Discontinuité corrélative.	ppm : Parties par million.
CGR : Enregistrement de l'énergie du Th + K.	Q : Débit de fluide à travers de l'échantillon.
CNL : Compensated Neutron Log.	R : Résistivité.
d : Densité du fluide.	RHOB : Enregistrement de log de densité.
DLL : Dual Laterolog.	RKF : Rhoud El Khrouf.
DST : Drilling Stem Test.	Rmf : Résistivité de filtrat de boue.
f : Fluide .	Rsh : Résistivité des argiles.
ft : Foot/Feet (1ft = 0.304 m).	RSME : Surface Régression d'Erosion Marine.
FFST : Surface Basale de Régression Forcée.	RST : Cortège régressif.
G : Gradient de pression.	Rt : Résistivité de la formation.
GR : Rayonnement Gamma.	Rw : Résistivité de l'eau de formation.
HALS : High Azimuthal Laterolog System.	Rx0 : Résistivité de la zone lavée.
HNGS : High Naturel Gamma Ray Spectrometry.	S : Saturation.
HST : Cortège de haut niveau marin.	SAG : Silurien Argilo-Gréseux.
K : Potassium.	SB : Sequence Boundary.
k : Perméabilité.	SGR : enregistrement de radioactivité totale.
ke : Perméabilité effective.	Sh : argile (shale)
kHz : Kilohertz.	Sq : Séquence
kr : Perméabilité relative.	SU : discordance subaérienne.
ks : Perméabilité spécifique.	Sw : Saturation en eau.
LDT : Litho-Density tool.	TS : Surface transgressive.
LLD : Deep Laterolog.	TAGI : Trias Argilo-Gréseux Inférieur.
LLS : Shallow Laterolog.	TAGS : Trias Argilo-Gréseux Supérieur.
LST : Cortège de bas niveau.	Th : Thorium.
M1 : Unité du réservoir F6 du Silurien.	T-R : Transgression – Régression.
M : Facteur de cimentation.	TST : Cortège transgressif.
Max : Maximum.	TS : Surface transgressive.
Min : Minimum.	TRS : Surface de Ravinement Transgressive.
mD : milli-Darcy.	U : Uranium.
MDT : Modular Dynamic Tester.	Vp : Volume des vides de la roche.
MeV : Mégaélectronvolt.	Vs : Volume réel des grains.
MFS : Surface d'inondation maximale.	Vsh : Volume d'argile.
MRS : Surface de régression maximale.	Vt : Volume total de la roche.
MSFL : Micro-Spherically Focused Log.	Φ : Porosité.
mV : Millivolt.	Φd : Porosité de densité.

Φ_{dc} : Porosité de densité corrigée.
 Φ_n : Porosité neutron.
 Φ_{ncsh} : Porosité neutron eu en face des argiles.
 Φ_p : Porosité primaire.
 Φ_s : Porosité sonique.
 Φ_{sc} : Porosité sonique corrigée.
 Φ_{ssh} : Porosité sonique des argiles.
 Φ_t : Porosité totale.
 Φ_u : Porosité utile.
 μs : Microseconde.
 Δt : Temps de parcours de l'onde sonique.
 ρ : Densité.
 ρ_b : Densité globale.
 ρ_{ma} : Densité de la matrice .

Introduction générale

Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique et étude du phénomène de basse résistivité dans le réservoir silurien argilo-gréseux du bassin de berkine (Région de Zemlet En Naga et Zemoul el Kbar, Berkine Est)

**Master-Bassins Sédimentaires
(HAROUN T ; ALLOUACHE S, 2020.)**

Introduction générale

Avec la croissance de la demande en énergie dans le monde en général, et en Algérie en particulier, la SONATRACH s'est engagée avec ses partenaires, à non seulement procéder à l'exploration de nouveaux champs, mais à développer et améliorer la production des champs déjà existants.

L'une des contraintes majeures qui affecte la production de certains champs réside dans le phénomène des anomalies de basses résistivités. Le Silurien argilo-gréseux (SAG) se caractérise par une grande complexité, qui se résume en l'extension mal connue de ses différentes unités et la continuité des corps gréseux non maîtrisée. Pour cela, son évaluation diagraphique et pétrophysique reste assez difficile en raison de la présence de ce phénomène qui se manifeste dans certaines des unités de cet important réservoir du bassin de Berkine. C'est dans cette optique que s'inscrit le travail du présent mémoire, qui à partir des puits réalisés dans les séries du SAG, vise à mettre en œuvre un découpage et une analyse séquentielle sur la base d'enregistrements diagraphiques.

Dans le but de caractériser la qualité des réservoirs des unités A1 et A2 du Silurien argilo-gréseux dans le bassin de Berkine Est, à travers une évaluation des propriétés et paramètres pétrophysiques de ses réservoirs, nous avons eu recours à différentes méthodes diagraphiques exécutées dans le puits P1, du périmètre de Zemlet En Nage, et P2 du périmètre de Zemoul el Kbar. Les données sont présentées sous forme d'enregistrements continus ou de logs diagraphiques, ces données sont synthétisées sous forme de documents divers tels que des synthèses d'analyse quantitative, ELANs, ou bien des cross-plots qui nous ont permis de déterminer les paramètres pétrophysiques fondamentaux des réservoirs étudiés (porosité, perméabilité). Ceux-ci nous permettent aussi de discuter leur qualité et de déterminer la nature des fluides qui y sont contenus à travers les saturations pour qualifier enfin ces réservoirs en nature (compact, poreux, aquifère ou à hydrocarbures) et en termes de potentialités en hydrocarbures.

Toutefois cette évaluation est largement tributaire de la nature lithologique des formations réservoirs, comme c'est le cas du Silurien argileux-gréseux (SAG), c'est-à-dire des grès qui renferment des proportions d'argiles significatives. La nature minéralogique des argiles et les types d'habitats de ces dernières, peuvent modifier sérieusement certains paramètres comme la résistivité des formations et fausser l'interprétation des résultats, et le contenu réel en fluides peut être biaisé en conséquence. D'où tout l'intérêt que revêt cet aspect auquel nous nous intéressons particulièrement dans le présent travail, et que l'on peut qualifier d'une certaine manière de paradoxe ou d'anomalie des faibles résistivités des formations réservoirs.

Pour mieux comprendre la qualité des dépôts sédimentaires qui constituent ces formations réservoirs, nous avons entrepris une étude sédimentologique sur la base de l'analyse des enregistrements du GR principalement avec des recoupements avec d'autres méthodes (Sonique, neutrons, résistivité et densité). Un découpage séquentiel de la partie englobant les unités A1 et A2 a ainsi été réalisé et nous a permis d'inférer sur les séquences et cortèges qui les constituent, d'en établir la nature des faciès et les environnements de dépôt. Pour ce faire, il a fallu procéder à l'analyse de la morphologie des électro-séquences et des électro-faciès et son interprétation en termes de variations lithologiques et granulométriques. Cette analyse a permis d'identifier les milieux et environnements de dépôts.

Problématique

De manière classique, les réservoirs poreux, perméables saturés en hydrocarbures sont facilement reconnaissables par une résistivité élevée sur les logs. Mais il existe des cas où des réservoirs produisent des hydrocarbures avec des résistivités faibles (parfois même $< 1 \Omega.m$) c'est le phénomène des basses résistivités.

La saturation en eau est l'indicateur économique et commercial d'un réservoir pétrolier sur lequel est assise la décision du devenir d'un puits nouvellement foré. Elle est fournie par l'équation d'Archie, et elle est fonction de la résistivité de la zone vierge, de celle de l'eau de formation et de la porosité du réservoir. Les résistivités sont mesurées directement par les outils électriques au puits, la porosité est obtenue à partir des logs densité, sonique et neutron.

Cependant, l'évaluation par l'équation d'Archie, fournit parfois des valeurs de saturation en eau élevées au droit de réservoirs testés à hydrocarbures.

Ce phénomène constitue une contrainte de taille dans l'évaluation pétrophysique et l'exploration pétrolière. Cette difficulté peut se traduire par plusieurs questionnements dont les suivants :

- Quelles sont les facteurs qui affectent les enregistrements diagraphiques classiques et provoquant ce phénomène ?
- Comment reconnaître et identifier ce phénomène ?
- Quelles sont les techniques et les moyens pour les évaluer et identifier les fluides contenus dans le réservoir ?

Pour répondre à cette problématique, cinq chapitres ont été élaborés dans ce mémoire :

- Le premier chapitre présente les généralités sur le bassin de Berkine.
- Le deuxième chapitre donne un aperçu sur les méthodes diagraphiques et les notions de pétrophysique.
- Le troisième chapitre traite du découpage séquentiel et de corrélation entre puits étudiés afin de saisir les variations lithologiques et faciologiques des deux unités A1 et A2 du réservoir SAG objet d'étude de ce mémoire. Ce chapitre nous permet de comprendre la complexité de ce réservoir, notamment avec la variabilité de l'indice de l'argilosité en relation avec la spécificité de ses faciès et environnements de dépôt.
- Le quatrième chapitre est consacré à l'évaluation pétrophysique des réservoirs siluriens à partir des diagraphies.
- Le cinquième chapitre consacré à l'étude du phénomène de basse résistivités.

Chapitre I :

Présentation du bassin de

berkine

Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique et étude du phénomène de basse résistivité dans le réservoir silurien argilo-gréseux du bassin de berkine (Région de Zemlet En Naga et Zemoul el Kbar, Berkine Est)

**Master-Bassins Sédimentaires
(HAROUN T ; ALLOUACHE S, 2020.)**

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

I : Présentation de la région étudiée :

La région d'étude se localise dans la partie nord-africain au niveau de la plateforme saharienne. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes (môle). On distingue d'Ouest en Est, les bassins de Tindouf et de Reggane, le bassin d'Abadla, le bassin de l'Ahnet-Timimoun, les bassins de Mouydir et de l'Aguemour-Oued Mya, le bassin de Ghadamès (Berkine) et le bassin d'Illizi. (**Figure I.1**).

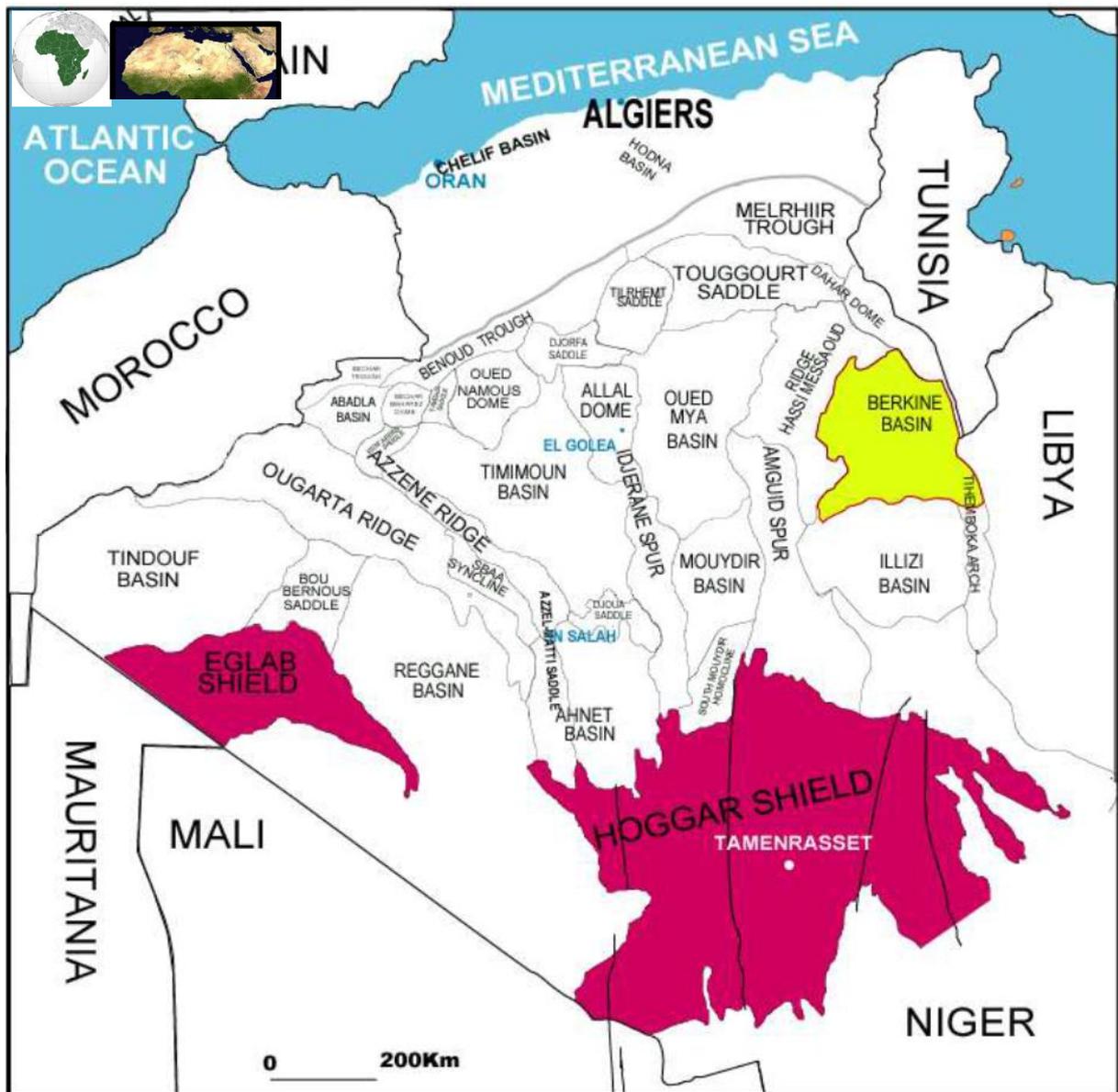


Figure I.1 : Les bassins de la plateforme saharienne (document Sonatrach).

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

II : Situation du bassin de berkine :

II.1 : Situation géographique :

Le bassin de Berkine (ex Ghadamès) fait partie des bassins de la plateforme saharienne, il se situe dans la partie Nord-Est de la plate-forme saharienne. Il est limité approximativement par les longitudes 6° 30" - 9°30" Est et latitudes 29°00' et 32°00' Nord. D'une superficie globale de 102 395 km², il est réparti sur trois pays : l'Algérie, la Tunisie et la Libye, où il porte le nom de Ghadamès. Les affleurements de ce bassin sont pour la plupart recouverts par les dunes de sable du grand Erg Oriental.

Réparti en 28 blocs (Rapport SONATRACH,2000). Il est limité au Nord par le môle du Dahar, au Sud par le môle d'Ahara qui le sépare du bassin d'illizi, à l'Ouest par le môle d'Amguid El Biod et à l'Est par la Libye et la Tunisie. (Figure I.2).

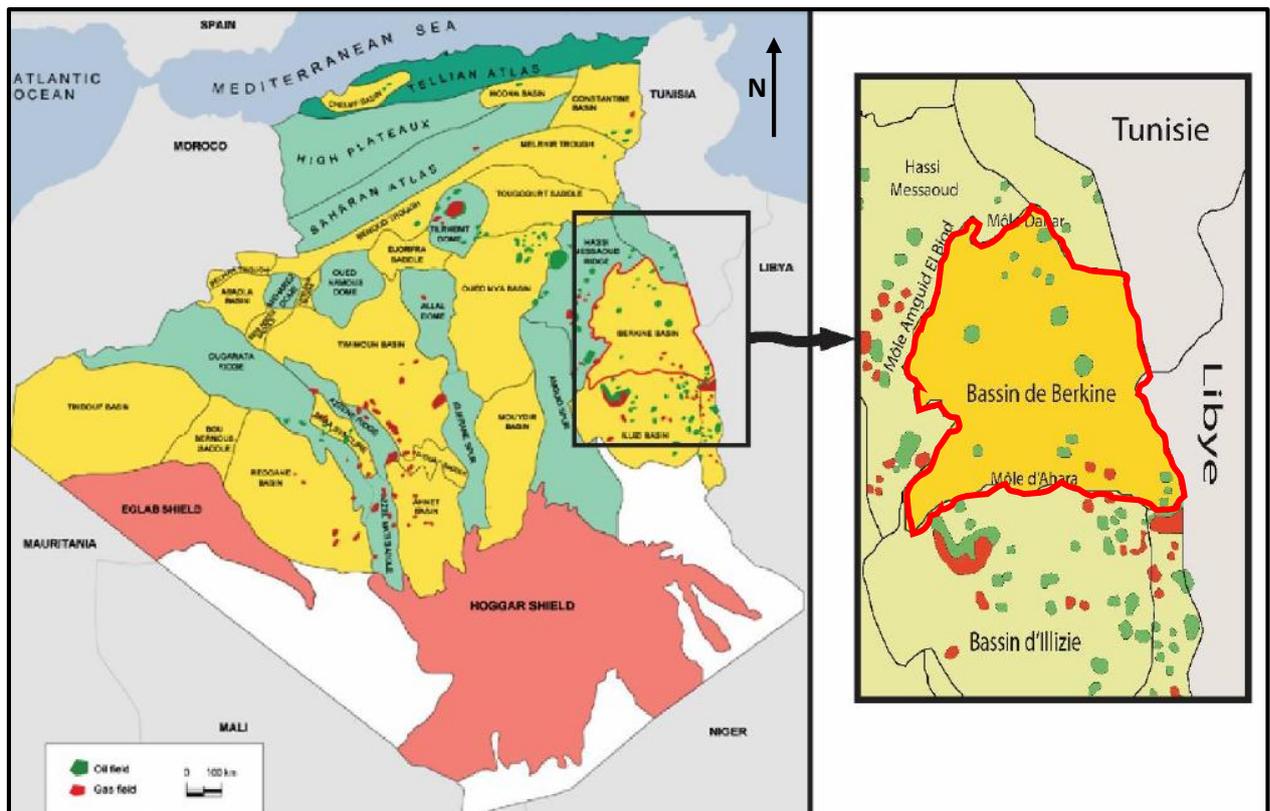


Figure I.2 : Situation géographique de bassin de Berkine (WEC 2007).

II.2 : Situation géologique :

De point de vue géologique, le bassin de BERKINE-GHADAMES est de type intra-Cratonique (WEC.2007), représente la partie la plus affaissées du la synclise Est saharienne (OVODOV, N., GHOMARI, A., MELEKHINE, V.1991). Ce bassin s'étend sur une superficie de 350 000 km² (ECHIKH, K .in MACGREGOR, D. S. 1998), Couvrent des portions de trois (03) payés (BEKKOUCHE, D .1992) :

- Algérie Orientale : environ 50 000km à l'Ouest.
- Libye Occidentale : environ 200 000km à l'Est.
- La Tunisie au Sud.

Il est limité au nord par la mole de Dahar-Naffusah, au sud-est par le soulèvement de Qarauf (la Libye), au sud par le bouclier de Hoggar (l'Algérie), la limite occidentale est représenté par

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

le môle Amguidé-El Biod (l'Algérie), tandis que la limite orientale n'est pas bien définie peut-être chevauchée par le flanc occidental du grand bassin de Sirf (ECHIKH, K. in MACGREGOR, D. S. et al.1998). (**Figure I.3**).

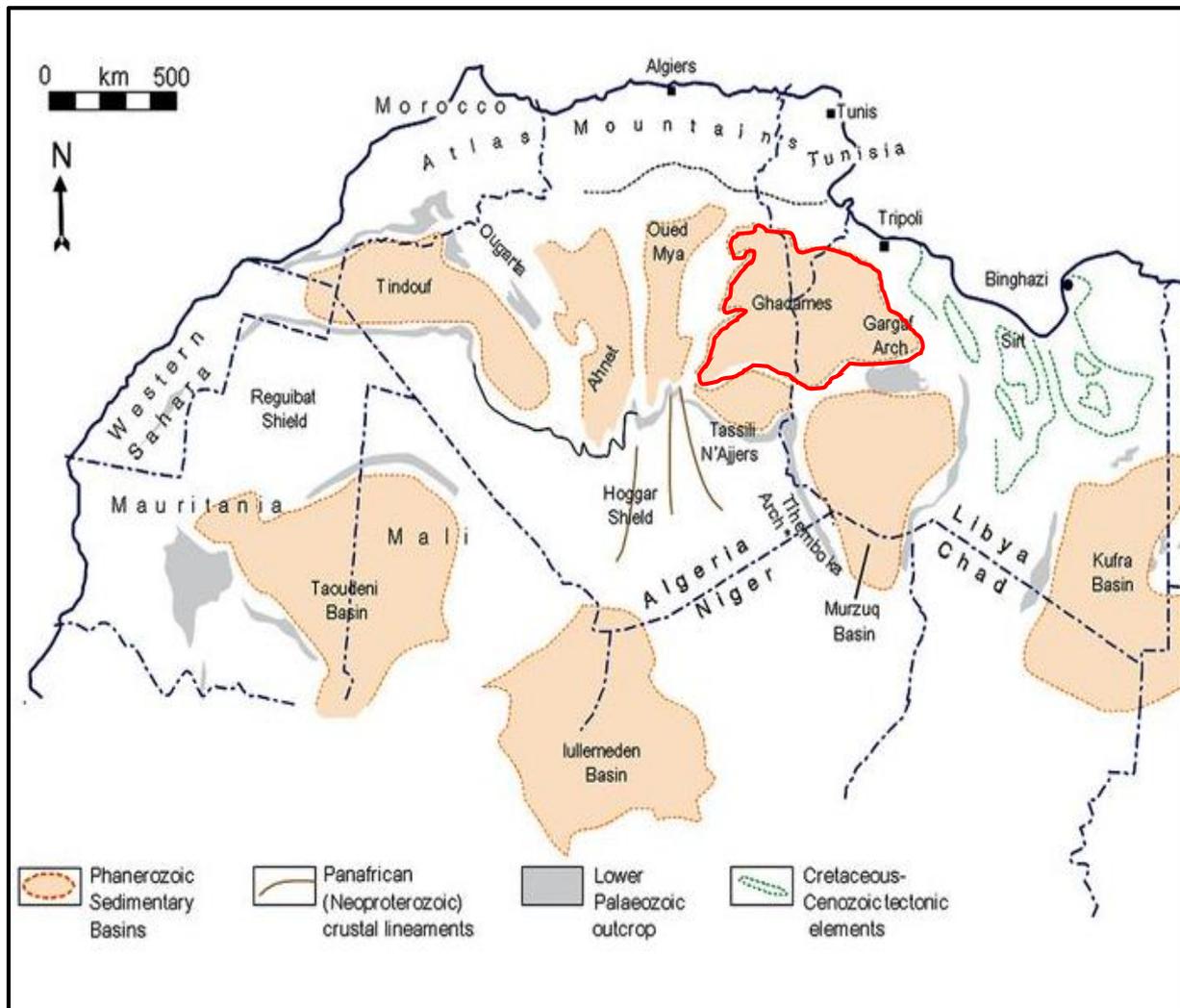


Figure I.3 : Carte géologique du bassin Berkine-Ghadamès.

En Algérie, il se situe dans la partie Nord-Est du grand Erg Oriental de la plate-forme saharienne (**Figure I.4**). Il est défini comme étant un bassin de plate-forme à substratum infracambrien. Ce bassin occupe une aire totale de près de 300.000 Km², mais seulement 102 395 Km² sont situés dans le territoire Algérien. Le socle qu'on peut rencontrer à une profondeur (côte absolue) de 7000m qui est constitué par des roches cristallines, métamorphiques, et volcaniques.

Au-dessus, du socle repose en discordance une série sédimentaire avec un remplissage de plus 6000m, comprenant des Termes, allant du cambrien à l'actuel.

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

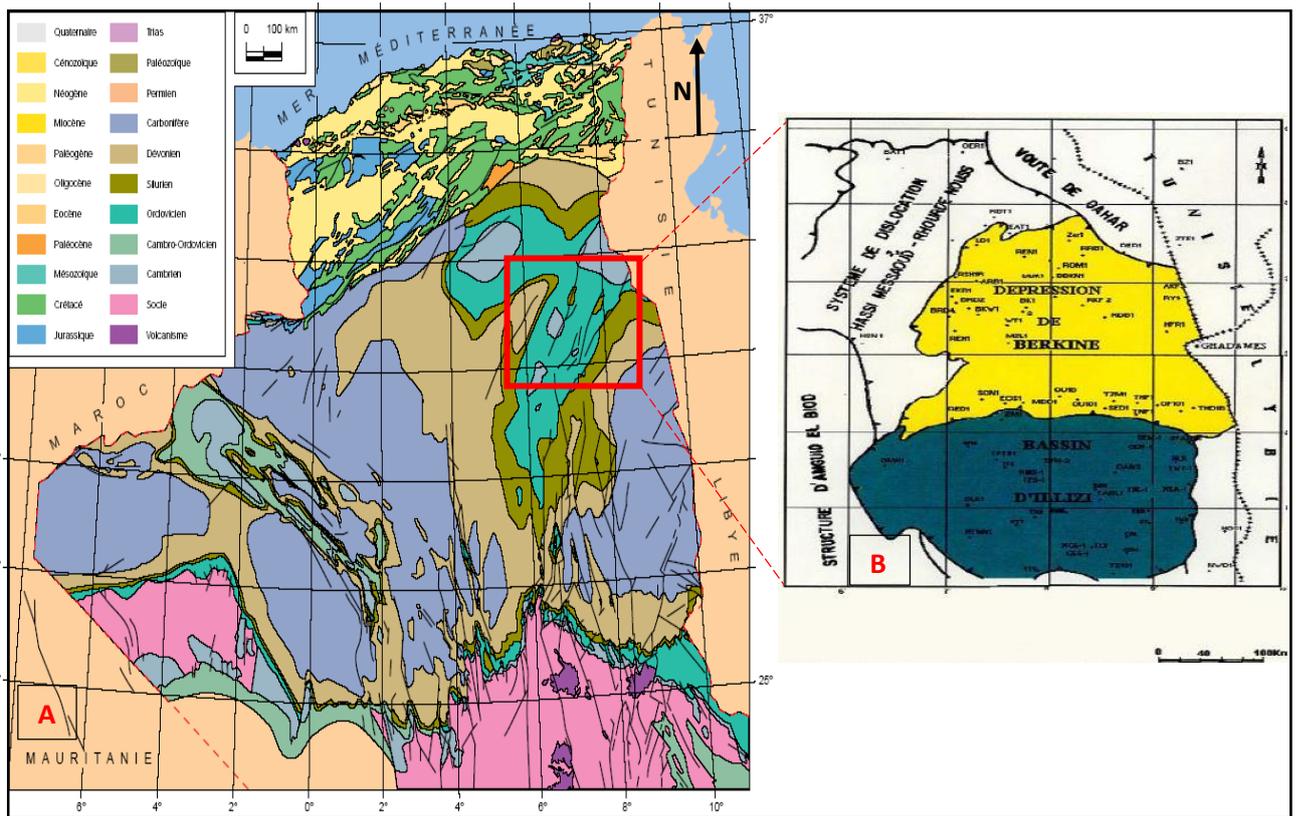


Figure I.4 : Cadre Géologique de Bassin de Berkine :
A : Carte géologique de l'Algérie (Askri et al., 1995).
B : Carte de situation du bassin de BERKINE (SONATRACH 2003).

III : Lithostratigraphie du bassin de berkine :

La couverture sédimentaire du bassin de Berkine repose en discordance majeure sur la surface infra-tassilienne, qui nivelle un socle plissé, constitué de roches métamorphique, volcaniques et cristallines.

La coupe type de ce bassin est constituée essentiellement d'une série détritique, allant du Cambrien au Paléogène, notamment le paléozoïque, qui est érodées parfois jusqu'au Silurien. Celles du mésozoïque reposent en discordance sur les formations paléozoïques et sont recouvertes à leur tour en discordance par un épandage détritique tertiaire.

Les études géologiques et géophysiques ont permis d'établir un log stratigraphique type : (Boudjema, 1987), (**Figure I.5**).

III.1 : Le Paléozoïque

La série paléozoïque repose en discordance directement sur le socle précambrien, et débute au Cambrien et se termine au Carbonifère (Whiteman, 1971).

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

III.1.1 : Le Cambrien :

Selon (Whiteman, 1971). Le cambrien s'organise comme suit de bas en haut :

- **La zone R3** : grès grossiers à conglomératiques à la base, mal classés, feldspathiques et argileux.
- **La zone R2** : grès moyens à grossiers, mal classés très argileux à passées d'argile.
- **La zone Ra** : formée de grès grossiers à fins, anisométriques, quartzitiques avec passées d'argile.
- **La zone Ri** : formée de grès isométriques, bien classés, glauconieux avec une présence abondante de tigillites.
- **La zone des alternances** : elle est constituée d'une alternance d'argile grise silteuse et de grès quartzitiques blancs, fins à très fins.

III.1.2. Le Cambro-Ordovicien :

Le passage du Cambrien à l'Ordovicien est marqué par une zone de transition appelée « Cambro-Ordovicien » qui est composée de deux ensembles (MALLA.A OUYAHIA.S ; 2016) :

- **Un ensemble basal** : constitué d'une alternance de grès fins à moyens admettant des passées d'argiles et de silts à glauconites et des tigillites
- **Un ensemble sommital** : constitué d'une alternance d'argiles, de silts et de grès fins à glauconites appelée zone des alternances.

III.1.3. L'Ordovicien :

Il est essentiellement détritique, épais d'environ 250m il est subdivisé en 8 formations (MALLA.A OUYAHIA.S ; 2016) :

- Les argiles noires d'El Gassi, carbonatées et glauconieuses contenant une faune planctonique et indiquant un milieu marin distal.
- Les grès d'El Atchane et parfois des conglomérats contenant des graptolithes du milieu marin profond.
- Les grès quartzitiques compacts de Hamra.
- Les grès quartzitiques d'Ouargla à grains fins à moyens.
- Les argiles noires d'Azzel, micacées.
- Les grès d'Oued Saret à grains fins à moyens pouvant être quartzitiques, argileux dolomitiques ou micacés et admettant des intercalations d'argiles.
- Les argiles noires silteuses et micro-conglomératiques à galets de quartz, d'origine marin profond.
- Les grès de Ramade constitués à la base de grès quartzitiques et de fines passées d'argiles surmontés par des grès quartzitiques de la dalle de M'Kratta.

III.1.4. Le Silurien :

Il se subdivise en quatre formations, qui sont de bas en haut (Chaouche.A 1992) :

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

- **Les argiles à graptolites** : Cette formation correspond sur le terrain à la formation d'Oued Imerhou, elle est constituée essentiellement par des argiles marines noires à graptolites.
 - **La zone de passage** : Elle est connue sous le nom de « formation de l'Attafaitafa », elle correspond à la sous-unité 'M' du réservoir F6 :
- **L'unité M1** : cette unité est constituée par des argiles silteuses, indurées à quelques passés carbonatés à la base.
- **L'unité M2** : elle est constituée essentiellement par des argiles silteuses avec des passés de grés
- **La barre inférieure** (sous-unité A du réservoir F6) :
- **L'unité A1** : elle est constituée par des grés fins à moyens, bien consolidés à ciment argileux.
- **L'unité A2** : elle comporte des niveaux de grés fin, silteux à passés argileuse à la base.
- **Le talus à tigillites** (sous unité B du réservoir F6) :
- **L'unité B1** : elle est constituée par une succession de grés quartzitique compact et d'argile noire.
- **L'unité B2** : elle est représentée par une alternance des grés quartzitiques et des argiles micacées.

III.1.5. Le Dévonien :

Le Dévonien est formé des étages géologiques suivants : (AHMAHMA.H et GHARA.A ; 2014) :

- **Gédinnien F6-3** : il est constitué de grès blanc à gris clair, translucide, fin à moyen parfois grossier sub-anguleux à sub-arrondi siliceux à silico-quartzitique, ferrugineux, compact, dur avec fines passées d'argile grise à gris foncé, localement brun rouge tendre à indurée silteuses. Traces de pyrite.
- **Siégénien F6-2** : alternances de grès gris blanc à gris vert parfois rougeâtre et gris très fin à fin, siliceux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé et d'argile gris foncé à noire tendre à indurée, silteuses.
- **Siégénien F6-1** : il est constitué de grès brun à blanc beige et gris sombre très fin à fin, siliceux à silico-argileux friable à moyennement dur passant parfois à siltstone gris clair, compact, dur avec fines passées d'argile gris foncé à noire tendre à indurée silteuses, micacée.
- **L'Emsien** : il est constitué de grès gris blanc à gris beige très fin à fin rarement moyen siliceux à silico-argileux, localement carbonaté friable à moyennement consolidé avec passées d'argile gris foncé à noire tendre à indurée silteuses, micacée, carbonatée et de calcaire gris brun à gris blanc, argileux, tendre.
- **L'Eifélien** : constitué d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée silteuses, micacée et carbonatée avec fines passées de calcaire gris-clair à blanc, microcristallin parfois argileux moyennement dur.
- **Givétien** : alternances d'argile gris foncé à noire tendre à indurée, silteuses, micacée, carbonatée et de calcaire gris-blanc à gris-sombre, microcristallin parfois argileux moyennement dur.

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

- **Frasnien** : il est constitué d'argile gris foncée à noire tendre à indurée silteuses, légèrement micacée et feuilletée, parfois carbonatée avec présence de calcaire gris blanc à gris sombre, argileux, fossilifère, moyennement dur. Traces de pyrite.
- **Famennien** : il est constitué d'argile gris foncée noire, charbonneuse, tendre à indurée silteuse, micacée légèrement feuilletée, fossilifère avec fines passées à traces de calcaire gris beige argileux tendre et de grès gris blanc, très fin silico-argileux, dur.
- **Strunien F2** : il est constitué d'argile noire, indurée, silteuse, micacée et pyriteuse avec fines intercalations de grès gris sombre à gris vert, très fin, siliceux, dur. Grès blanc à gris sombre très fin à fin, silico-argileux, moyennement dur à friable passant parfois à siltstone gris blanc et gris vert, compact, dur.

III.1.6. Le Carbonifère : (AHMAHMA.H et GHARA.A ; 2014)

- **Tournaisien F1B** : il est constitué de grès gris brun à gris beige fin à moyen, silico-argileux friable à moyennement consolidé avec fines passées d'argile gris foncé à noire, tendre à indurée silteuse, feuilletée. Traces de pyrite.
- **Tournaisien F1A** : il est constitué de grès gris blanc à gris brun, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidé à friable avec passées d'argile gris noir, indurée silteuse, micacée, légèrement feuilletée.
- **Viséen (Lower RKF)** : alternances d'argile gris foncé à noire tendre à indurée, silteuse, micacée et de grès gris blanc à gris brun et gris vert par endroit très fin à fin siliceux à silico-argileux, compact dur.
- **Viséen (Main RKF)** : il est constitué d'argiles gris foncé à noire, indurée, finement silteuse, légèrement feuilletée avec passées de grès blanc à beige fin, siliceux à silico-argileux moyennement dur à dur. Traces de pyrite.
- **Namurien** : il est représenté par une alternance de roches grésosilteuses et argileuses et par des roches carbonatées dans la partie centrale de la dépression.
- **Westphalien** : il est représenté par une alternance de calcaires, de marnes à rares passées, d'argiles et d'évaporites.

III.2. Le Mésozoïque

La série mésozoïque est composée des dépôts essentiellement continentaux et caractérisée par une grande variété de faciès, essentiellement évaporitique et argilo-gréseux qui sont très importants de fait qu'ils constituent de bons réservoirs (Rossi et al, 2002). Elle débute au Trias et se termine au Crétacé supérieur (AHMAHMA.H et GHARA.A ; 2014).

III.2.1. Le Trias :

- **Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI)** : il est constitué de grès, gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier sub-arrondi à sub-anguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friable à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse.
- **Trias carbonaté** : il est constitué d'argile verte à gris verdâtre et brun rouge, tendre à indurée, silteuse localement dolomitique avec passées de dolomie blanc beige, tendre et de grès gris blanc à gris vert, très fin à fin, silico-argileux, moyennement dur.

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

- **Trias argilo- gréseux supérieur (TAGS)** : il est constitué de grès, gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse.
- **Trias argileux** : constitué d'argile brune rouge et brunâtre, rarement gris vert, tendre à indurée silteuse avec traces d'anhydrite blanche, tendre.

III.2.2 Jurassique :

Il est subdivisé en différentes unités lithologiques qui sont de bas en haut :

- **Lias– S3** : sel massif blanc parfois rosâtre, translucide avec fines passées d'argile brun rouge, tendre et grise à gris vert, tendre à plastique, finement silteuses et salifère.
- **Lias– S1+S2** : sel massif blanc à translucide avec fines passées d'argile grise à gris verdâtre et brunâtre, tendre à indurée, salifère et d'anhydrite blanche.
- **Lias Horizon B (HB)** : calcaire dolomitique gris à gris-bleu microcristallin dur et gris beige argileux tendre avec passées d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée, carbonatée.
- **Lias salifère** : sel massif blanc à translucide avec fines passées d'argile grise à gris clair et brun rouge, tendre à indurée salifère. Présence d'anhydrite massive blanche à translucide.
- **Lias anhydritiques** : alternances d'anhydrite massive blanche à translucide, dure et d'argile grise à gris sombre, rarement brun rouge induré, silteuse, dolomitique et anhydritiques par endroits.
- **Dogger lagunaire** : alternances d'argile grise à gris verdâtre et brun rouge tendre à indurée, silteuse légèrement carbonatée avec passées de grès gris blanc à blanc, très fin à fin, argilo carbonaté, moyennement consolidé à friable. Passées de dolomie à dolomie calcaire beige, microcristalline, dure et d'anhydrite blanche à translucide massive, dure.
- **Dogger argileux** : il est constitué d'argile brun rouge à gris verdâtre tendre à indurée, silteuse légèrement carbonatée avec fines passées de grès gris clair fin, silicoargileux, friable et de dolomie gris beige microcristalline dure.
- **Malm** : il est constitué d'argile versicolore à prédominance de gris vert tendre indurée, silteuse, carbonatée, avec passées de grès gris clair à beige et gris vert, très fin à fin parfois moyen, silico-argileux, friable et de calcaire gris clair à gris, argileux tendre, présence de dolomie grise à gris beige cristallin dure.

III.2.3. Crétacé :

Il est subdivisé en huit unités lithologiques qui sont de bas en haut :

- **Néocomien** : il est constitué d'argile versicolore à prédominance brun rouge et gris verdâtre tendre à indurée silto-sableuse parfois carbonatée et anhydritiques avec passées à intercalations de grès gris clair à beige et brun rouge fin à moyen rarement grossier sub-arrondi à sub-anguleux. Fines passées de calcaire gris clair à gris-blanc argileux, parfois dolomitique, tendre. Traces de lignite et de pyrite.
- **Le Barrémien** : grès gris blanc à beige et brun rouge fin à moyen, rarement grossier, silico-argileux sub-arrondi à sub-anguleux, moyennement consolidé à friable avec intercalations d'argile brune rouge à rouge- brique rarement gris- verdâtre tendre, silto-

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

sableuse localement carbonatée. Alternance d'argile brun rouge et gris verdâtre, tendre à indurée, silteuse à silto sableuse, légèrement carbonatée et de grès gris blanc à gris brun, très fin à fin, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé à friable avec fine passée de dolomie beige microcristalline dure. Traces de lignite et de pyrite.

- **L'Aptien** : dolomie gris blanc à beige, parfois grise, microcristalline dure avec passées de calcaire gris clair à blanc argileux, parfois dolomitique, tendre, et de marne grise à gris-verdâtre tendre à plastique.
- **L'Albien** : argile versicolore à prédominance brun rouge à rouge-brique rarement gris verdâtre, silteuse à silto-sableuse, tendre légèrement carbonatée avec fines passées de grès gris clair à gris blanc et gris vert, très fin, parfois moyen, siliceux à silico-argileux, sub-arrondi à sub-anguleux, moyennement consolidé à friable avec fines passées d'argile versicolore, tendre à indurée, carbonatée et de dolomie beige, microcristalline, moyennement dure. Niveaux de sable blanc, translucide, moyen à grossier.
- **Le Cénomanién** : alternances d'argile brun rouge et grise à gris-verdâtre tendre, Carbonatée et de sel blanc, translucide, parfois rosâtre, massif avec passées de calcaire gris blanc à beige, microcristallin, moyennement dur avec des niveaux d'anhydrite blanche, tendre pulvérulente.
- **Le Turonien** : calcaire dolomitique gris clair à blanc et beige, crayeux parfois argileux, moyennement dur avec passées d'argile grise à gris verdâtre et brun rouge, tendre légèrement carbonatée.
- **Le Sénonien salifère** : sel massif blanc, translucide à rosâtre avec fines passées d'argile brun rouge et gris verdâtre tendre, salifère.
- **Le Sénonien anhydritiques** : anhydrite blanche à translucide, pulvérulente, localement cristalline, dure avec passées de dolomie à dolomie calcaire, gris blanc à beige, microcristalline moyennement dur, parfois gris clair, tendre et d'argile grise à gris verdâtre, tendre à indurée carbonatée.
- **Le Sénonien carbonaté** : il est constitué de calcaire. Gris blanc à blanc microcristallin, moyennement dur. Parfois gris verdâtre argileux tendre avec passées de dolomie gris beige à beige microcristalline dure, avec intercalations de dolomie à dolomie calcaire, gris blanc à gris beige, microcristalline, moyennement dure et d'argile grise, tendre à plastique, dolomitique.

III.3. Le Cénozoïque : (AHMAHMA.H et GHARA.A ; 2014).

- **Le Mio-Pliocène** : Il est constitué de sables roux et blancs, à grains moyens à grossiers, arrondis, bien classés avec des passées de grès beiges et blancs, à grains fins, arrondis, à ciment carbonaté. Notons également la présence d'argiles rouges-briques sableuses.
- **Le Quaternaire** : Il est représenté généralement par les sables.

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

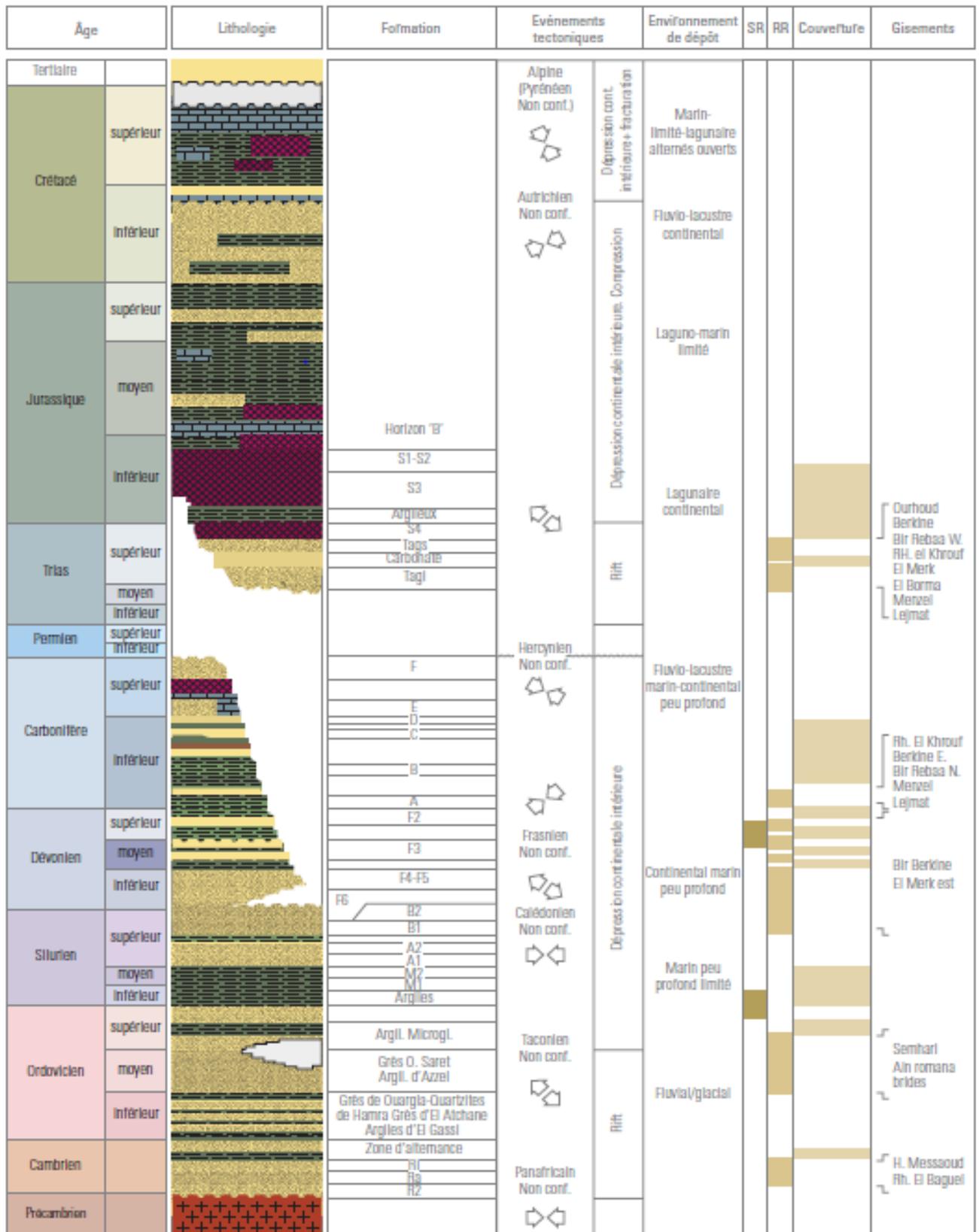


Figure I.5 : Coupe stratigraphique du Bassin de BERKINE (WEC 2007).

IV : Evolution paléogéographique du bassin de berkine :

(Skander M.-S, Arab M.,1996)

- **Cambrien** : milieu fluviatile en tresses a permis le comblement des creux topographique infra-tassilienne.
- **Ordovicien** : caractérisé par une transgression Trémadocienne-Caradoc qui as permis l'installation d'un milieu marin qui se termine par une phase de glaciation fin ordovicienne.
- **Silurien** : la fonte des glaciers conduisant à une transgression glacio-eustatique diachrone, la fin du silurien est marquée par les mouvements épirogéniques calédoniens conduisant à l'immersion de vaste régions qui vont s'éroder pour constituer la source de dépôt gréseux du Dévonien inférieur.
- **Dévonien inférieur** : fluviatile méandrique, puis marqué par un début de transgression qui se poursuit jusqu'au dévonien supérieur.
- **Dévonien supérieur** : un milieu tantôt mixte tantôt marin et redevient franchement marin à la fin du Dévonien.
- **Carbonifère** : régression marine et installation d'un milieu transitionnel.
- **Mésozoïque** : installation progressive d'un milieu continental puis lagunaire, marqué durant toute cette période.
- **Cénozoïque** : régression généralisée sur toute la plateforme saharienne.

V : Evolution et aperçu structural :

Le bassin de Berkine est caractérisé par deux domaines principaux (AHMAHMA.H et GHARA.A ; 2014) qui sont :

- **Domaine ouest** : c'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude.
- **Domaine centre** : c'est un domaine, où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques.

Les failles qui résultent de la tectonique cassante, ayant affectée les deux domaines sont multidirectionnelles, Les études structurales ont montré que les accidents NE-SW seraient dues principalement aux mouvements distensifs à la fin Trias / début Jurassique.

Les failles régionales ont défini des trends structuraux majeurs sur lesquels viennent se greffer les pièges et gisements d'huile et de gaz dans le bassin.

Les principales orientations observées sont :

- **Direction subméridienne** : les failles subméridiennes se caractérisent par de forts rejets, pouvant atteindre 2000m comme dans le cas de la faille de Ramade et 500m et plus dans la région de Rhourde Nouss, avec des structures de grandes amplitudes (la structure de Rhourde Nouss atteint 900m de fermeture structurale).

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

- **Direction Nord/Est – Sud/Ouest** : les failles NE-SW sont caractérisées par une composante de décrochement importante avec ramification dans la partie supérieure, les structures associées sont des blocs basculés ou des structures ‘en fleur’, cette direction interfère avec la direction subméridienne. Sur la majorité des rejeux tectoniques à caractère inverse (faille inverse) s’appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le TAGI et le TAGS.

En plus, il y’a d’autres orientations secondaires de failles qui existent localement :

- **Direction Nord 070** : elle se ressent dans la région de Rhourde Nouss, au niveau de la structure de Touil et dans la région de Menzel Lejmet.
- **Direction subéquatoriale** : au sud Est d’Ahara et à l’ouest sur le trend Tartrat.
- **Direction Nord 150** : au Nord Est du bassin au niveau des trends de Keskesa, Bir Rebâa Zemlet el-Arbi et Bir Berkine Nord-Rhourde en Naga. (**Figure I.6 et I.7**).

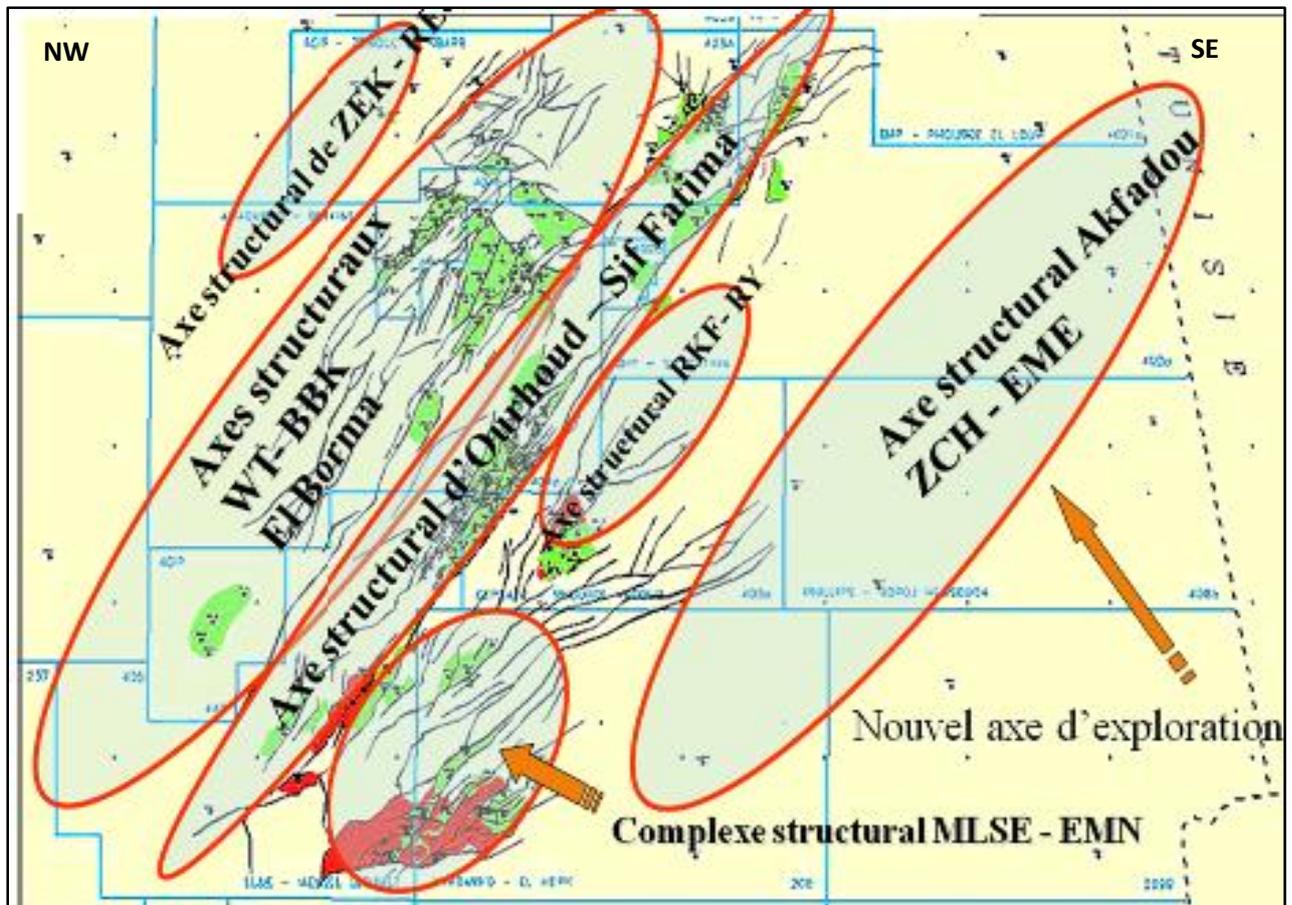


Figure I.6 : Les axes structuraux du bassin de Berkine.
(Rapport SONATRACH, 2006)

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

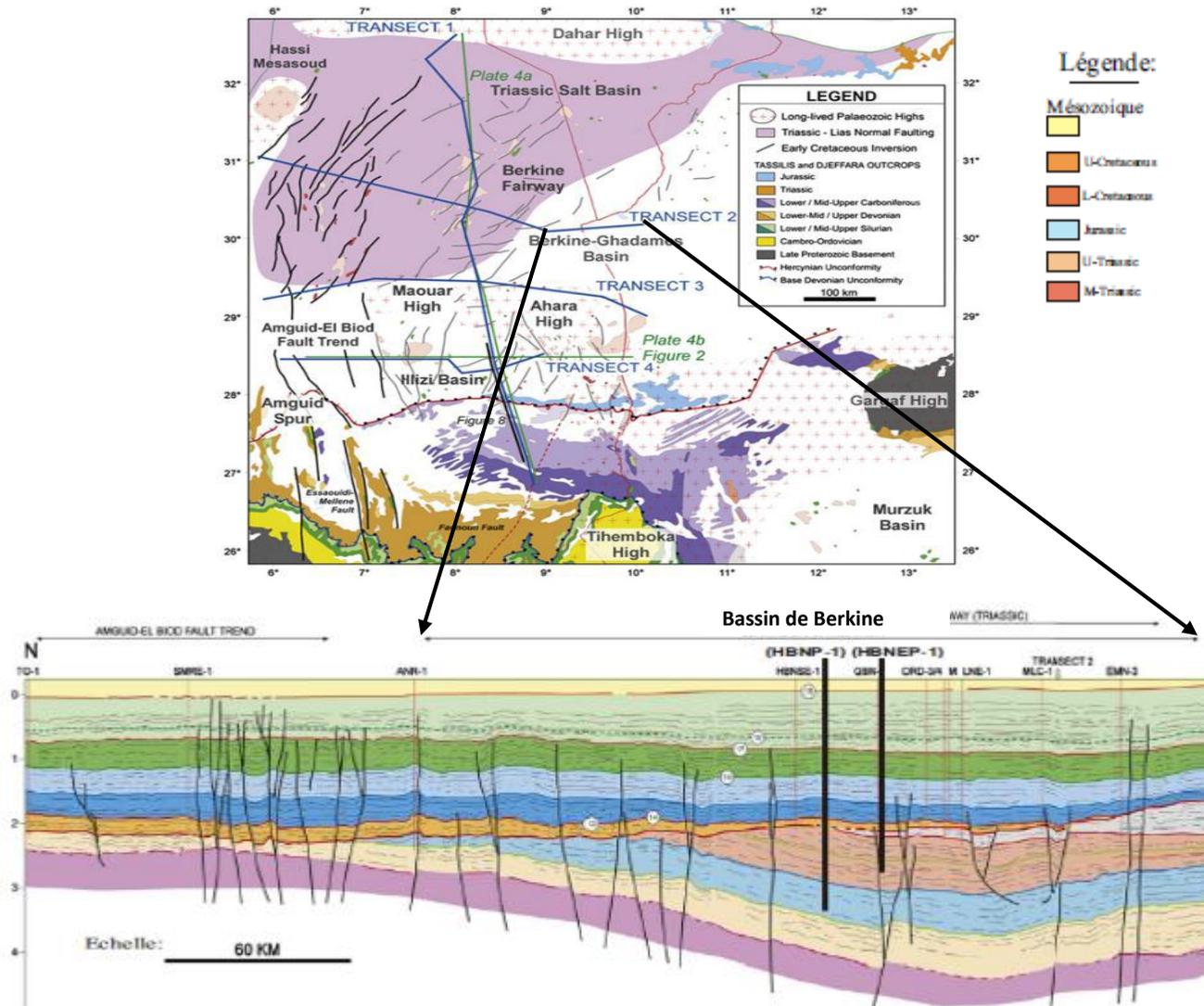


Figure I.7 : Ligne sismique régionale montre les bassins d’Illizi, Berkine et Ghadamès. (Les lignes sismiques ont été calibrés par des anciens puits de TOTAL 2010 et les puits HBNP-1 et HBNEP-1.

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

V.1 : Principaux évènements tectonique :

Les principales phases de l'évolution structurale de la plate-forme saharienne : (D'après Boudjema (1987) et du Beicip (1975).

- a) **Le cycle panafricain** : c'est suite à la collision entre le craton Ouest africain rigide et le craton Est africain plus plastique, qu'apparaissent de grands accidents subméridiens verticaux observables sur tout le substratum précambrien. Ils peuvent être interprétés comme des décrochements dont le déplacement horizontal peut atteindre la centaine de kilomètres (Caby, 1968 et Vitel, 1975). A ces failles majeures, se conjugue un réseau de failles NE-SW et NWSE, la contrainte maximale est orientée E-W.
- b) **La distension cambro-ordovicienne** : après le nivellement des structures et reliefs antérieurs au Cambrien il se forme la pédiplaine infra-tassilienne, légèrement inclinée vers le nord (S.Beu et al. ,1971 in Boudjema 1987). (**Tableau I.1**).

Les séries cambro-ordoviciennes présentent :

Des variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre des failles subméridiennes. Un fossé sur le prolongement Nord des accidents subméridiens et des intercalations volcaniques. Cet épisode se termine par une transgression généralisée.

- a) **La phase tacotnique** : c'est une phase, de mouvements compressifs le long des accidents subméridiens, qui provoquent des soulèvements régionaux et ensuite leur érosion.
- b) **Au Silurien** : C'est une phase de distension qui a suivi la fonte des calottes glaciaires et qui a engendré des dépôts d'argile noire.
- c) **Le cycle calédonienne** : représente un soulèvement général suivie d'une période d'érosion, de nivellement des structures, et de dépôts détritiques, elle a eu lieu entre la fin Silurien et le début Dévonien.
- d) **La phase dévonienne** : elle est caractérisée :
 - **Au Dévonien inférieur** : par une phase distensive qui débute au Gédinnien et se termine par la transgression généralisée au début de l'Emsien.
 - **Au Dévonien moyen et supérieur** : par la discordance frasnienne.

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

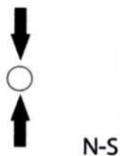
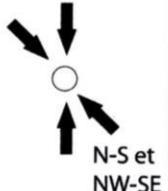
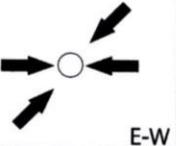
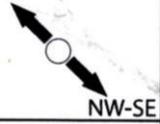
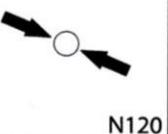
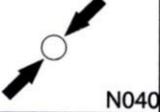
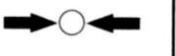
Période max d'activité	Direction de la contrainte	Effet sur le système de failles	Effet sur la sédimentation
Post-villafranchienne (L. ALPIN)	 N-S	Basculement et inversion de bloc. Période final de compression dans le domaine atlasique.	Souèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.
MIOCENE	N-S et NW-SE	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique	Sédimentation prédominante de flysch au Nord
EOCENE (PYRENEENNE)	 N-S et NW-SE	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Decrochement de la faille Sud Atlasique	
CRETACE INF (autrichienne)	 E-W	Réactivation des décrochements des failles N-S et NE-SW. Résultat des mouvements différentiels de la plaque européenne et la plaque africaine.	Erosion des sédiments du L. Cret. sous l'aptien ls. (l'arche d'El Biod et Illizi) effet léger sur le bassin de Ghadames)
TRIAS-LIAS Rifting (Dislocation de la pangea)	 NW-SE	Réactivation des failles NE-SW	Control de la sédimentation par les failles entrainant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW
CARBONIFERE SUP à PERMIEN (HERCYNIE PRINCIPALE)	 N120	Inversement ou décrochement le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la pangea)	Erosion sur les axes NE-SW
WISEEN (HERCYNIE PRECOCE)	 N040	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NW-SE. Début de la formation de la chaîne varisque.	Erosion sur Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
FRASNIEN			
CALIDONIENNE Siluro-Dévinienne	 E-W	Mouvement inverse le long des failles N-S	
TACONIC Caradoc-Ashgilien		Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation de structures N-S.	Souèvement du bouclier Réguibat et Touareg. Erosion le long des zones hautes d'orientations N-S et E-W (Mole d'Ahara)
COMBRO- ORDOVICIENNE	 NW-SE	Mouvement normal le long des failles N-S	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate forme saharienne. Volcanisme
PANAFRICAINE	 E-W	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE et NE-SW	Compartiment du craton du sahara central

Tableau I.1 : Les différentes phases de déformations affectant le bassin de Berkine (Boudjema, 1987).

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

Les mouvements post-Famennien : une discordance à la base du Carbonifère a été établie par le fait que les formations du Tournaisien supérieur reposent en discordance sur les formations du Dévonien.

- Le cycle hercynien** : montre l'érosion des formations carbonifères en direction de la bordure Ouest et Sud-ouest du bloc 403d, ce qui illustre le basculement du bassin vers l'Est et le Nord-est durant les mouvements hercyniens et l'exposition par conséquent des parties Ouest et Sud-ouest à l'érosion. Les mouvements hercyniens majeurs sont situés après le Namurien et avant Permien, (d'après A. Boujemaâ . 1987). (**Figure I.8**).
- La phase de rifting continental** : cette phase correspond aux coulées volcaniques liées aux failles majeurs NE-SW et à l'épaisse série salifère qui peut atteindre plus de 1400m dans le sillon de Durban qui bord au Sud-ouest le bassin de Berkine.
- La phase autrichienne** : c'est une phase de compression Est Ouest qui a causé une inversion structurale. Les failles normales syn-sédimentaires créés pendant le Trias-Lias se sont inversées durant cette phase.
- La phase pyrénéenne (Eocène supérieur)** : cette phase compressive affecte les accidents NE-SW donnant naissance à de nombreux anticlinaux.

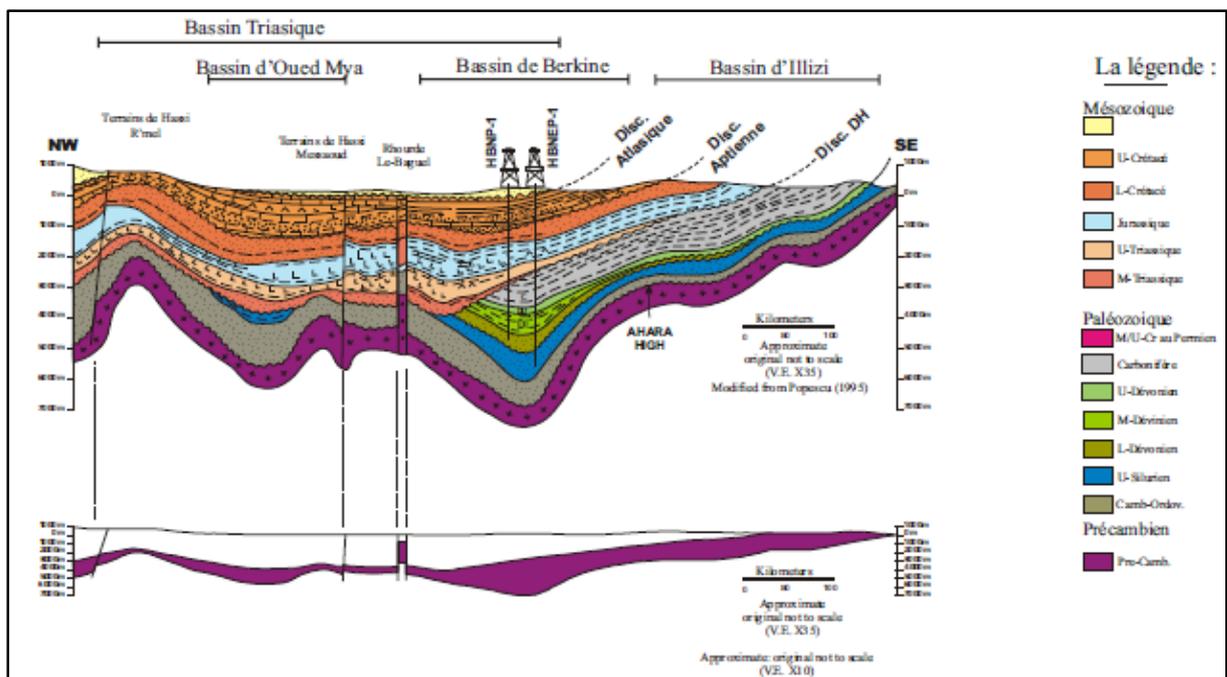


Figure I.8: Coupe géologique du Bassin de Berkine (SONATRACH/ EXPLORATION 2003).

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

V.2 : Principaux éléments structuraux :

Les principaux éléments tectoniques délimitant le bassin de Berkine et qui contrôlent son évolution structurale sont les suivants : (Figure I.9)

- Au Nord : le mole Dahar-Naffusah (voute de Telemzane).
- A l'Est : le mole de tihmboka.
- Au Sud : le mole d'ahara.
- A l'Ouest : le mole d'Amguid-El Biod.

A. Le mole de Tihmboka :

Le mole de Tihmboka est morcelés en plusieurs morceaux d'orientation Nord-Sud (ABDELLAH, H ; MOUACI, R-IFP.1999). Le soulèvement du mole à débiter au Silurien, ainsi formé le matériel dans la partie orientale du bassin de Berkine. Du Tournaisien supérieur à la fin du paléozoïque, il est devenu relativement subsident et permet la communication des deux bassins (LATRACHE. 1999).

B. Le mole d'Ahara :

Le mole d'Ahara d'orientation Est-Ouest s'est présenté comme la limite méridionale du bassin de Berkine et le sépare du bassin d'Illizi, se comportent comme un bloc uni. L'évènement calédonien a accéléré le soulèvement du mole, qui as débuté au dévonien (érosion ou condensation des séries sus jacentes) atteint son maximum durant l'Emsien à Eifélien et décroît durant le Givétien et le Frasnien (ABDELLAH, H ; MOUACI, R-IFP.1999 et LATRACHE. 1999).

C. Le mole d'Amguid-El Biod :

De direction subméridienne, il est localisé à l'ouest de bassin, actuellement correspond à une structure d'horsts sur lequel les séries du Siluro-Dévonien sont érodées.

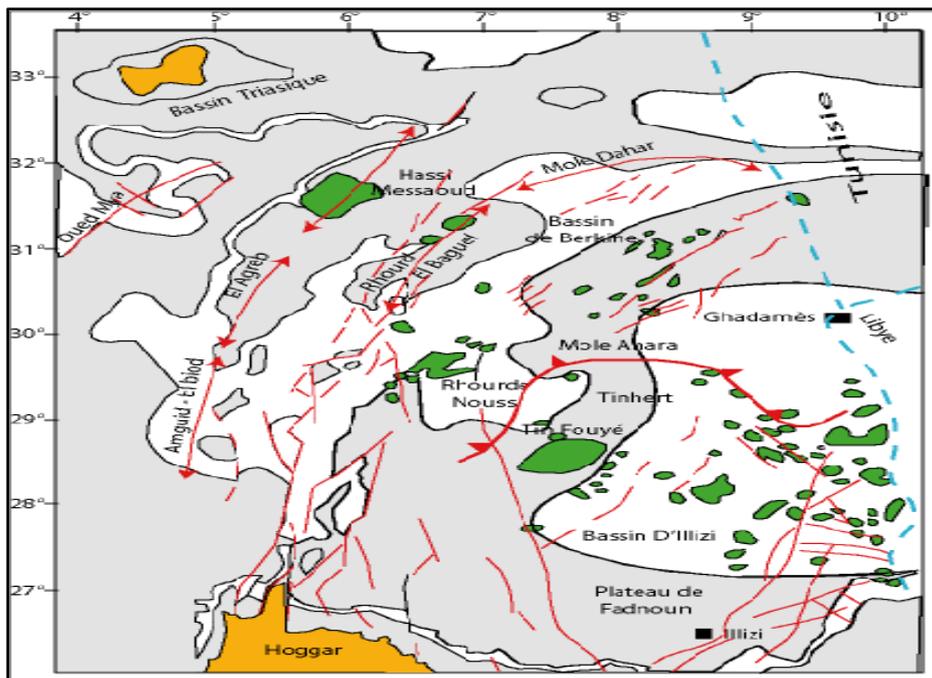


Figure I.9 : Les principaux éléments structuraux du bassin de Berkine.

(Rapport de SONATTRACH,2000)

VI : Evolution géodynamique :

Le bassin est divisé en trois zones à pétrole : la dépression triasique sud-est, la dépression de Dahar et la dépression de Berkine (**Figure I.10**).

- **La dépression Triasique Sud-Est :**

Cette dépression est localisée sur la cuvette saline de Dorbane et de ses prolongements au Sud-Ouest. Elle représente une zone entre Amguid Hassi Messaoud jusqu'à l'Ouest de bassin de Berkine. Elle est marquée par le développement des réservoirs paléozoïques et des TAGS et TAGI, dans la majorité des champs découverts (Rhourde Nouss, Gassi Touil, Gassi El Adem, Hassi Chergui, Brides, Rhourde Adra, et Rhourde Chouf). Ces champs sont généralement associés aux réservoirs triasiques et aux quartzites de l'Hamra. Le pétrole, le gaz et le condensât sont associés à de grandes structures reliées par des systèmes de failles inverses à grands rejets.

- **La dépression de Dahar :**

Cette dépression mésozoïque est très étendue. C'est un monoclinal plongeant vers le nord. Elle est continue au Nord jusqu'à la cuvette de Melrhir. Elle représente la limite Nord du bassin de Berkine. De plus, cette zone est marquée par une érosion hercynienne et taconienne. Le développement structural à une tendance Nord Est – Sud- Ouest. La séquence est imposée sur les séries anciennes du silurien jusqu'au Combro-Ordovicien.

- **La dépression de Berkine :**

Cette dépression est marquée par des dunes épaisses qui couvrent l'erg Est. Le bassin de Berkine est une dépression très vaste qui est datée du Paléozoïque et dans lequel le socle est situé à plus de 7000m de profondeur. Sa partie centrale fut affectée à peine par l'érosion Hercynienne. Les séries terminales du Carbonifère sont préservées.

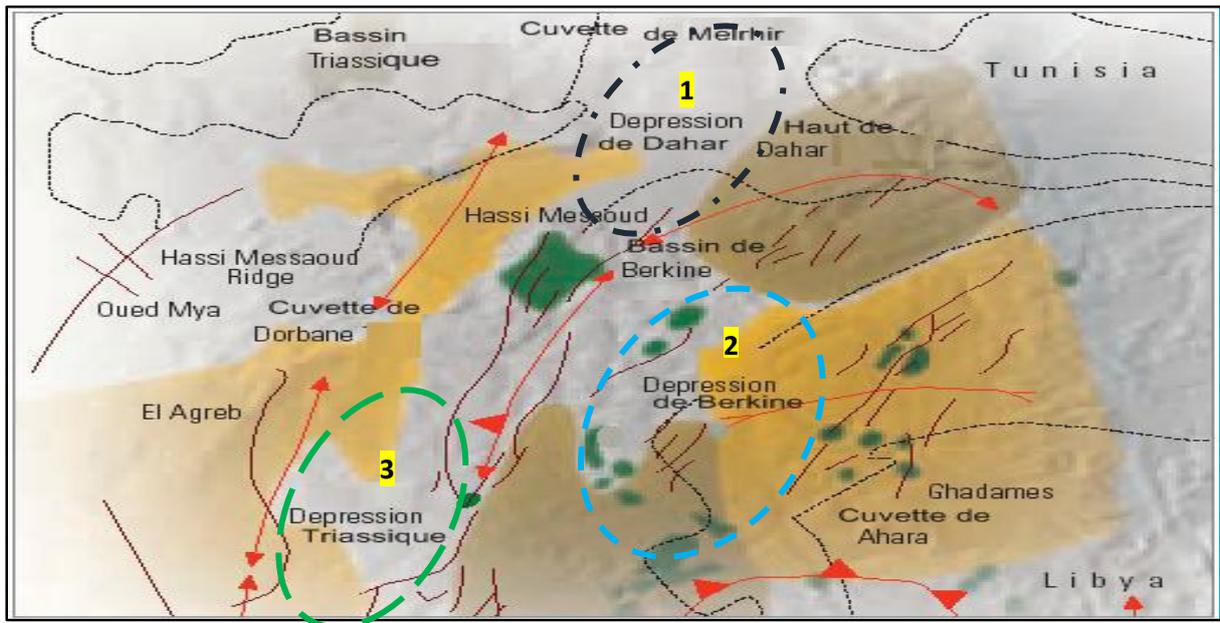


Figure I.10: Les éléments structuraux du bassin de Berkine (Azoug et al. 2007) :

1- Dépression de Dahar ; 2- Dépression de Berkine ; 3- Dépression Triasique.

VII : Système pétrolifère de bassin de Berkine :

Introduction :

Les hydrocarbures ont la particularité de s'être formés et accumulés dans le sous-sol au cours de l'évolution géologique de la Terre, lorsque des générations successives d'animaux et de végétaux planctoniques meurent, les restes se déposent au fond des mers, ils se mélangent à la boue pour former des couches de sédiments riches en matières organiques. Sous l'effet de la pression et de la température les dépôts vont s'accumuler et se transformer en roche où la matière organique se métamorphose en Hydrocarbures et deviennent du pétrole ou du gaz naturel.

Les méthodes utilisées pour extraire les hydrocarbures est imposée par le système pétrolier, et la nature pétrophysique du réservoir. Selon leurs caractéristiques pétrophysiques et leurs modes d'exploitation, les réservoirs sont classés conventionnels et non conventionnels, dans les deux cas la provenance de la matière organique qu'ils contiennent est la même.

En générale, un réservoir est dit non conventionnel lorsque les caractéristiques pétrophysiques sont dites médiocres ; les réservoirs conventionnels c'est lorsqu'ils présentent de bonnes caractéristiques pétrophysiques dont la méthode d'exploration nécessite un simple forage, et où le réservoir produit par un simple drainage naturel, sauf que dans certains cas les résultats sont faussés par d'autres anomalies auxquelles elle faut attribuer des corrections.

VII.1: Système pétrolier :

Un système pétrolier conventionnel est composé essentiellement des éléments suivants (figure I.11):

- **Roche mère** : roche dans laquelle se sont formés et accumulés des hydrocarbures (ceux-ci peuvent migrer ultérieurement dans une autre roche, dite roche réservoir) (Alain F., Raoult J-F., 2010).
- **Roche réservoir** : roche suffisamment poreuse et perméable pour pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz,...). Ces roches (grès, calcaire, dolomie) ont un intérêt économique, si leur volume est suffisant, et si elles sont recouvertes par des couches imperméables interdisent aux fluides de s'en échapper.
- **Roche couverture** : c'est une roche imperméable qui couvre le réservoir pour empêcher les hydrocarbures de migrer.
- **Piège** : c'est la structure qui renferme les hydrocarbures, il est soit structural (anticlinal, faille...) ou stratigraphique (récif, chenal, biseau stratigraphique...) les pièges sont déterminés par l'interprétation des coupes sismiques. (Figure I.12).
- **Le timing** : c'est le rapport entre le temps de migration des hydrocarbures et le temps de formation du réservoir, on parle d'un timing favorable lorsque la migration se fait parallèlement ou après la formation de la roche réservoir, et on parle d'un timing défavorable lorsque la migration se fait avant la formation de la roche réservoir.

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

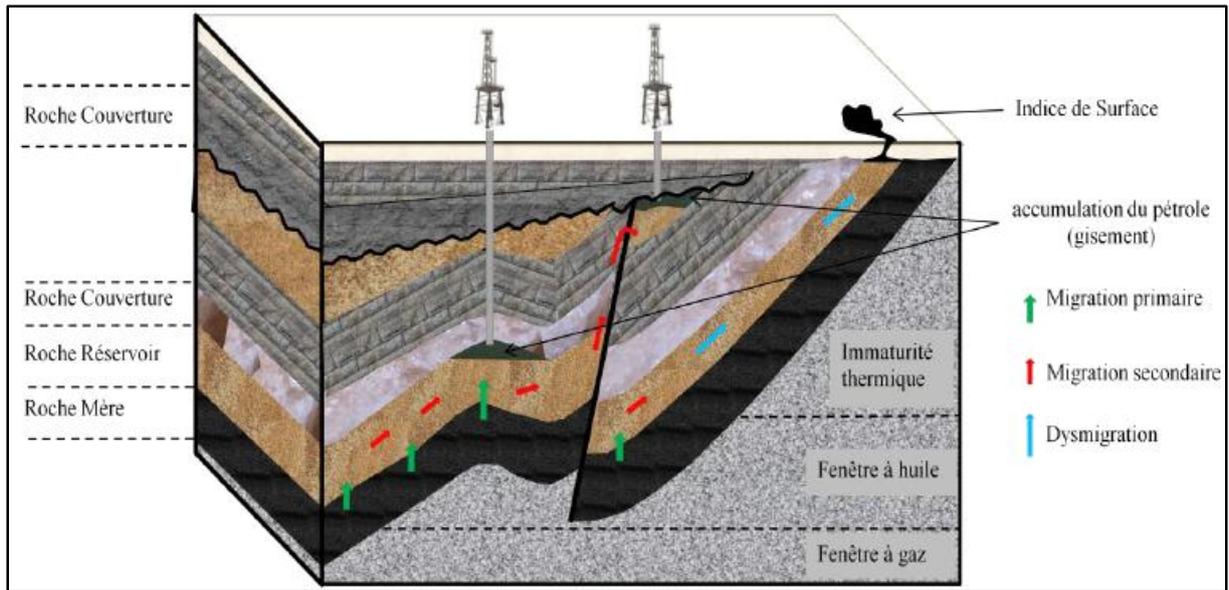


Figure I.11 : Bloc 3D représentatif d'un système pétrolier classique composé de roche mère, d'une roche réservoir, d'une roche couverture et de pièges.

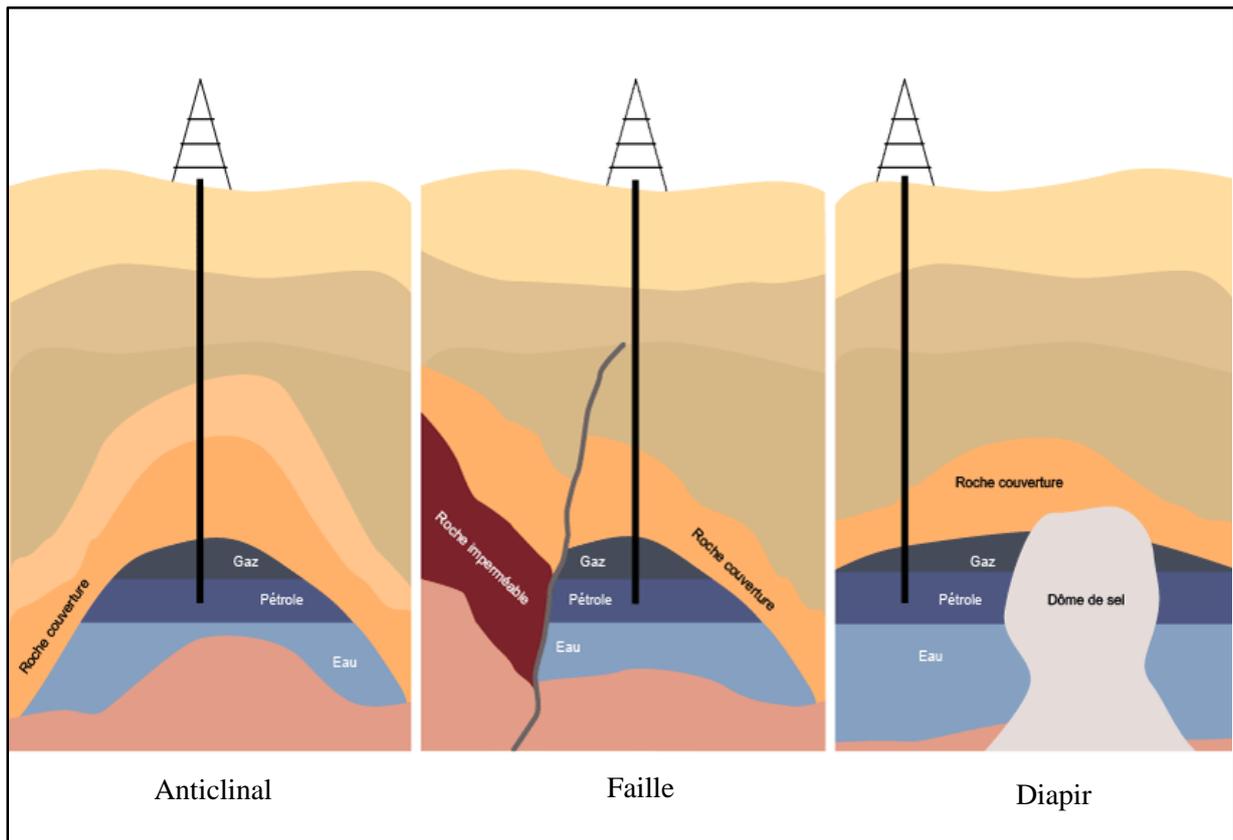


Figure I.12 : Pièges pétroliers dans les Réservoirs conventionnels d'hydrocarbures.

VII.2 : Système pétrolier du bassin de berkine :

VII.2.1. Les roches mères :

Les données géochimiques ont révélé deux principales roches mères (**Figure I.13**) : il s'agit du Silurien argileux et du Dévonien Supérieur (étude SONATRACH, 1991).

- **La roche mère Silurienne** : le Silurien argileux est présent dans la quasi-totalité du bassin sauf en bordure Ouest et au Nord où il a été érodé durant la phase hercynienne, son épaisseur varie de 300 à 400 m dans la partie centrale, et est subdivisée en 2 parties :
 - **Une partie basale** : marquée par un pic radioactif, son épaisseur moyenne varie de 10 à 20m d'argiles noires à graptolites riches en matière organique.
 - **Une partie supérieure** : moins radioactive.
- **La roche mère Frasnienne** : localisée dans le Dévonien Supérieur, elle est subdivisée en deux zones :
 - **La zone inférieure** : radioactive au Frasnien présente les meilleurs potentiels avec une épaisseur variant de 150 à 300m.
 - **Une zone supérieure** : du Frasnien-Famenien avec une épaisseur qui varie de 50 à 500m.

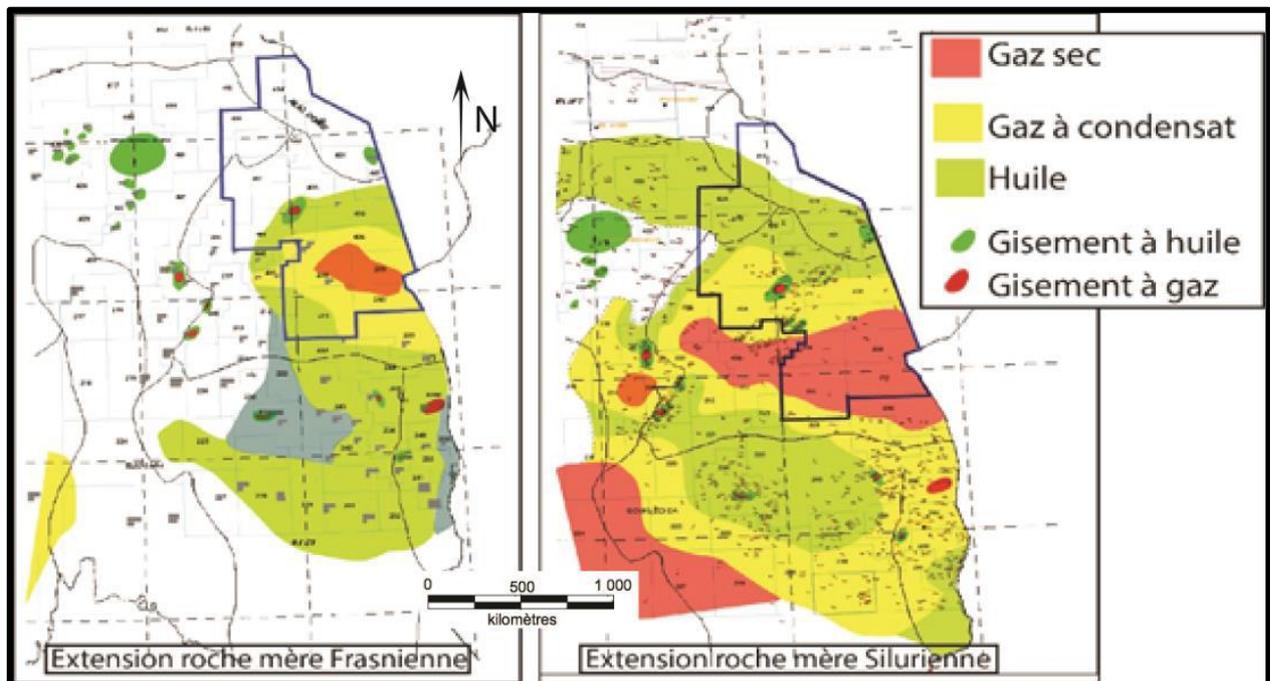


Figure I.13 : Extension et maturité des roches mère silurienne et Frasnienne au Sud-Est de l'Algérie (WEC 2007).

VII.2.2. Les roches réservoirs :

Principalement, il y a les formations gréseuses du Paléozoïque et du Trias argilo gréseux du Mésozoïque : (**Figure I.14**)

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

2.2.1. Les réservoirs du Paléozoïque :

- **Le Cambrien** : son épaisseur varie de 500 à 600m, le Cambrien produit avec une porosité variant de 4 à 11% ; ce réservoir est formé par le niveau Ri, Ra où la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi de l'Ordovicien.
- **L'Ordovicien** : (quartzite de Hamra) : C'est dans la partie Sud-Est de la province que les quartzites de Hamra ont révélé leur importance. Leur épaisseur maximale est de 325m. Ce réservoir est généralement tight (Classé dans les réservoirs non conventionnels), il produit par fracturation du gaz à condensat dans la majorité des gisements.
- **Le Silurien Argilo Gréseux** : (unités M, A et B) : Cette formation correspond à la partie supérieure du Silurien, elle est subdivisée en unités M1, M2, A, B1 et B2 qui constituent la partie inférieure et moyenne du réservoir F6. Les grès sont fins à moyens avec une porosité variant de 8 à 12% et une perméabilité de 100 mD. Cette série produit de l'huile et du gaz à condensat à Rhourd Nouss et à Rhourd Adra.
- **Le Dévonien** : les réservoirs de ce niveau sont constitués par des grès massifs de la base du Gedinnien, du Siegenien et de l'Emsien ; (alternance de grès et d'argile) :
 - **Grès massif Gedinnien** : peut avoir une épaisseur utile de l'ordre de 300m, ses paramètres petrophysiques sont assez bons, la porosité varie entre 5 et 7% alors que la perméabilité atteint les 500 mD.
 - **Siegenien** : Il est constitué par des alternances d'argiles et de grès fins à moyens, son épaisseur totale varie de 250 à 300m. Les paramètres petrophysiques sont bons à moyens avec des porosités variant entre 8 à 12% et une perméabilité de 100 mD. D'importantes accumulations d'huile ont été rencontrées dans ce réservoir à Bir-Berkine et Bir-Rebaa Nord.
 - **Emsien F4** : La régression emsienne est marquée par un développement d'une barre gréseuse au sommet qui marque la fin de cette unité. Ce réservoir est généralement imprégné d'huile avec des porosités dépassant les 18% dans certains puits de la zone de Hassi Berkine.
- **Le Carbonifère** : ces réservoirs sont représentés par les grès de Rhourd El Khrouf (RKF) avec d'excellentes caractéristiques petrophysiques, où la porosité varie entre 8 et 17%, il produit à Rhourd El khrouf et Bir-Berkine.

2.2.2. Les réservoirs mésozoïques :

Au niveau du Mésozoïque, on a différents réservoirs qui peuvent être considérés comme potentiels, dont le plus important est le réservoir du Trias (WEC 2007).

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

- **Le TAGI** : le Trias Argilo Gréseux Inferieur est présent dans tout le bassin sauf la bordure Sud - Ouest où il présente une lacune de dépôt. Son épaisseur est de 100m dans la partie centrale et Ouest. Au Nord son épaisseur varie de 10 à 200m avec un développement des roches éruptives dans la partie Nord-Ouest perdant toutes ses qualités réservoirs, on aura ainsi une porosité qui varie entre 7et 26% et une perméabilité de 100 Md. De nombreuses découvertes d'huile et de gaz ont été réalisées dans ce niveau sur des pièges situés sur le trend Nord-Est/Sud-Ouest suivant l'axe el Merk Rhourd El Khrouf. La couverture est assurée par les argiles du Trias carbonaté ou par le Trias salifère.

VII.2.3. Les roches couvertures :

2.3.1. Les couvertures paléozoïques :

- Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intra-formationnelles du Trias carbonaté sur les bordures du bassin.
- La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par les argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.
- Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

2.3.2. Les couvertures Mésozoïques :

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté, Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets de failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.

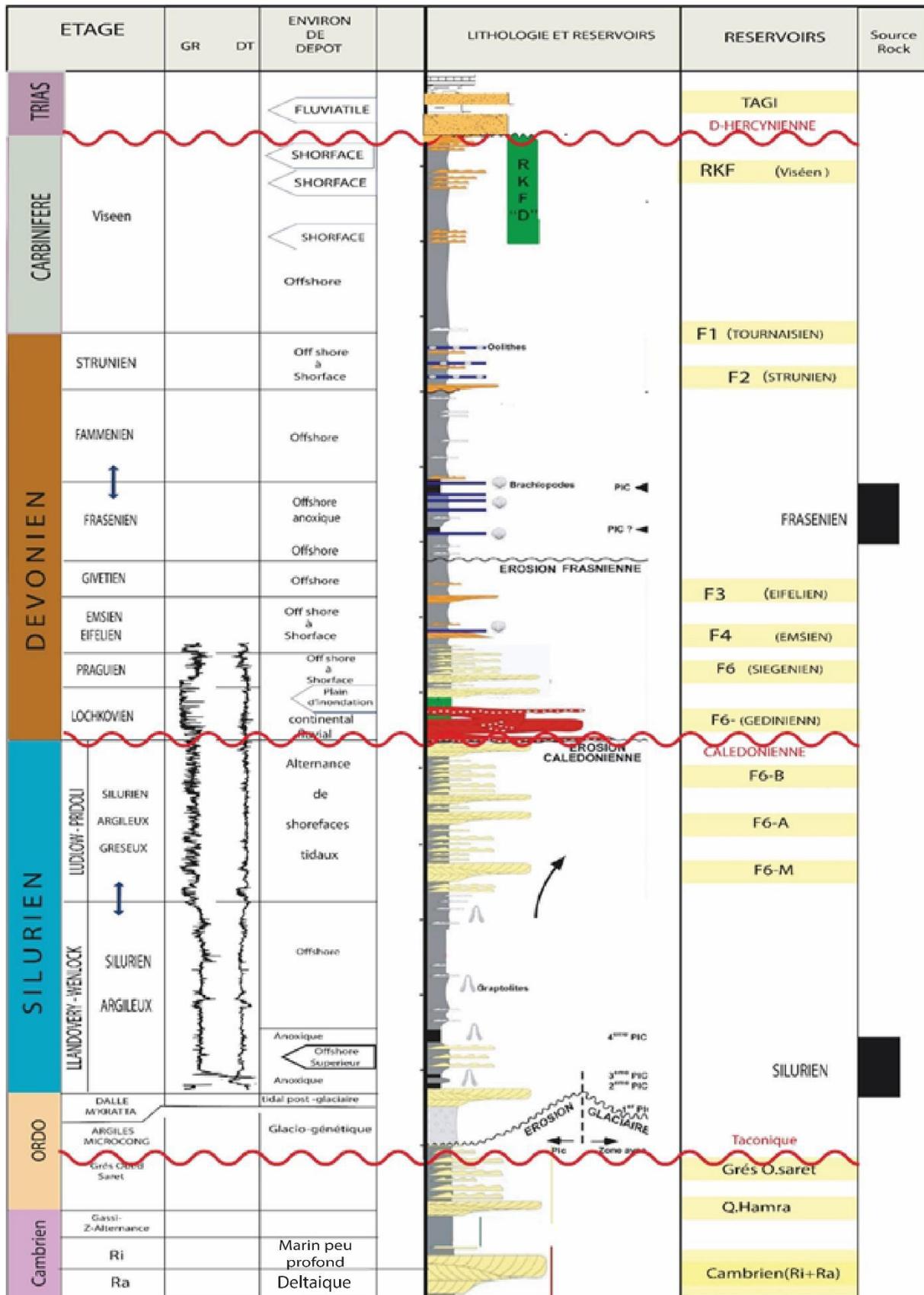


Figure I.14 : Séries pétrolifères du bassin de Berkine. (Sonatrach, 1991).

VII.2.4 : Conditions de génération et de migration des hydrocarbures :

Dans le bassin de Berkine, les argiles radioactives à graptolites du Silurien argileux et les argiles radioactives du Frasnien constituent les principales roches mères génératrices d'huile légère associée à du gaz. Les modélisations géochimiques montrent que la roche mère silurienne a atteint la fenêtre à huile à la fin du paléozoïque et la fenêtre à gaz à partir du Crétacé inférieur. Elle est actuellement en phase à gaz sec dans la majeure partie du bassin. Quant à la roche mère Frasnienne, très affectée par l'érosion hercynienne, elle a atteint la fenêtre à huile au Crétacé supérieur et demeure en phase à huile dans la majeure partie du bassin à l'exception du dépôt-centre paléozoïque (région de Timissit Ouest-Rhourd El Farés) où elle est en phase à gaz sec.

L'alimentation en gaz des réservoirs gréseux du Silurien se ferait directement depuis la roche mère silurienne sous-jacente ou par migration verticale le long des failles et/ou à travers les argiles silteuses du Silurien argilo-gréseux. La roche mère Frasnienne est en fenêtre à huile depuis le Crétacé supérieur. Les hydrocarbures ainsi générés peuvent migrer vers les réservoirs dévoniens et ceux du Trias, à travers les failles ou le long des bancs gréseux du TAGI servant de drains et/ou suivant la surface d'érosion hercynienne.

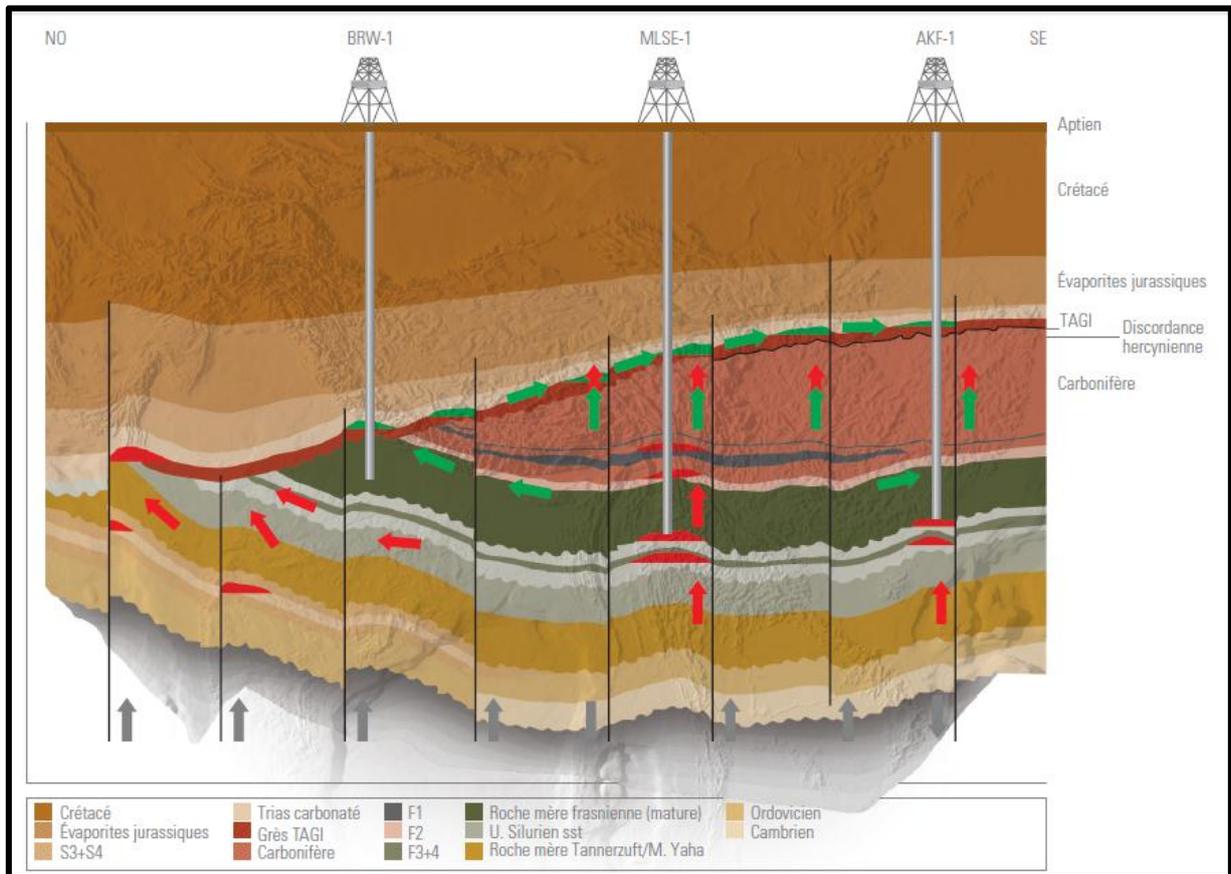
Les conditions de migration des hydrocarbures ont été déterminées par : (MALLA.A OUYAHIA.S ; 2016) .

- Les dépôts de la série sédimentaire du TAGI représentant de bons réservoirs sur les affleurements du paléozoïque.
- La présence d'une grande discordance angulaire entre le paléozoïque et mésozoïque favorisant la migration des hydrocarbures.
- Les changements de la structure tectonique de la couverture mésozoïque, suite aux différentes phases qui ont affecté le bassin.

Compte-tenu de ces conditions, on peut définir les directions probables de la migration latérale des hydrocarbures pendant le deuxième cycle de génération (Mésozoïque) valable pour les gisements dans les dépôts du TAGI (Figure II.5).

Généralement jusqu'à la phase Laramique, la couverture mésozoïque représentait un monoclinal homogène et les affleurements des roches mères du Dévonien moyen, supérieur et du Silurien argileux dans la partie Nord (Rhourd Yakoub et Sif Fatima) se trouvaient dans les limites de ce monoclinal. Ainsi, les hydrocarbures générés par ces roches mères ont rempli en zone d'affleurement les réservoirs du TAGI et ensuite ont migré vers le Sud-Est où ils remplissent d'autres pièges comme cela est observé vers le sud d'El Borma, Rhourd Er Rouni et les séries argileuses du TAGI (exp: TAGI moyen), (**Figure I.15**).

Chapitre I : Présentation du bassin de Berkine.



VIII. Conclusion :

Le bassin de Berkine constitue un bassin de plateforme saharienne qui a subi une forte sédimentation durant le paléozoïque et le mésozoïque, donnant naissance à une épaisse série sédimentaire.

La colonne sédimentaire comporte plusieurs niveaux réservoirs contenant des quantités considérables en hydrocarbures ce qui a permis de classer le bassin de Berkine comme l'un des plus prometteurs dans le Sahara Algérien.

Le réservoir silurien du bassin de Berkine qui fera l'objet de notre mémoire, est caractérisé par six unités (M1, M2, A1, A2, B1, B2) productrices d'hydrocarbures.

Le centre d'intérêt du présent travail sera l'unités A1 et A2, l'étude s'appuie essentiellement sur des mesures obtenues à partir de la mise en œuvre des différentes méthodes diagraphiques. Ces dernières seront développées dans les chapitres suivants.

Chapitre II :

Diagraphies notions de péto-physique

**Découpage séquentiel, évaluation péto-physique et étude du phénomène de basse résistivité dans le réservoir silurien argilo-gréseux du bassin de berkine (Région de Zemlet En Naga et Zemoul el Kbar, Berkine Est)
Master-Bassins Sédimentaires
(HAROUN T ; ALLOUACHE S, 2020.)**

I. Diagraphies

Les diagraphies sont des méthodes géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Elles consistent à mesurer, à l'aide de différentes sondes, les caractéristiques et paramètres des roches traversées, par un forage. D'une manière générale, on appelle diagraphie tout enregistrement continu, en fonction de la profondeur, d'une caractéristique d'une formation géologique traversée par un sondage avec la meilleure résolution possible. L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de l'outil ou la sonde dans le puits (ouvert ou tubé). Les diagraphies sont enregistrées pendant ou après le forage, de cela on distingue deux types de diagraphies :

- a- Les diagraphies instantanées (*Logging While Drilling*) : enregistrent les caractéristiques de la formation pendant le forage.
- b- Les diagraphies différées (*Wireline Logging*) : déterminent les caractéristiques de la formation lors d'un arrêt ou en fin de forage (**Figure II.1**).

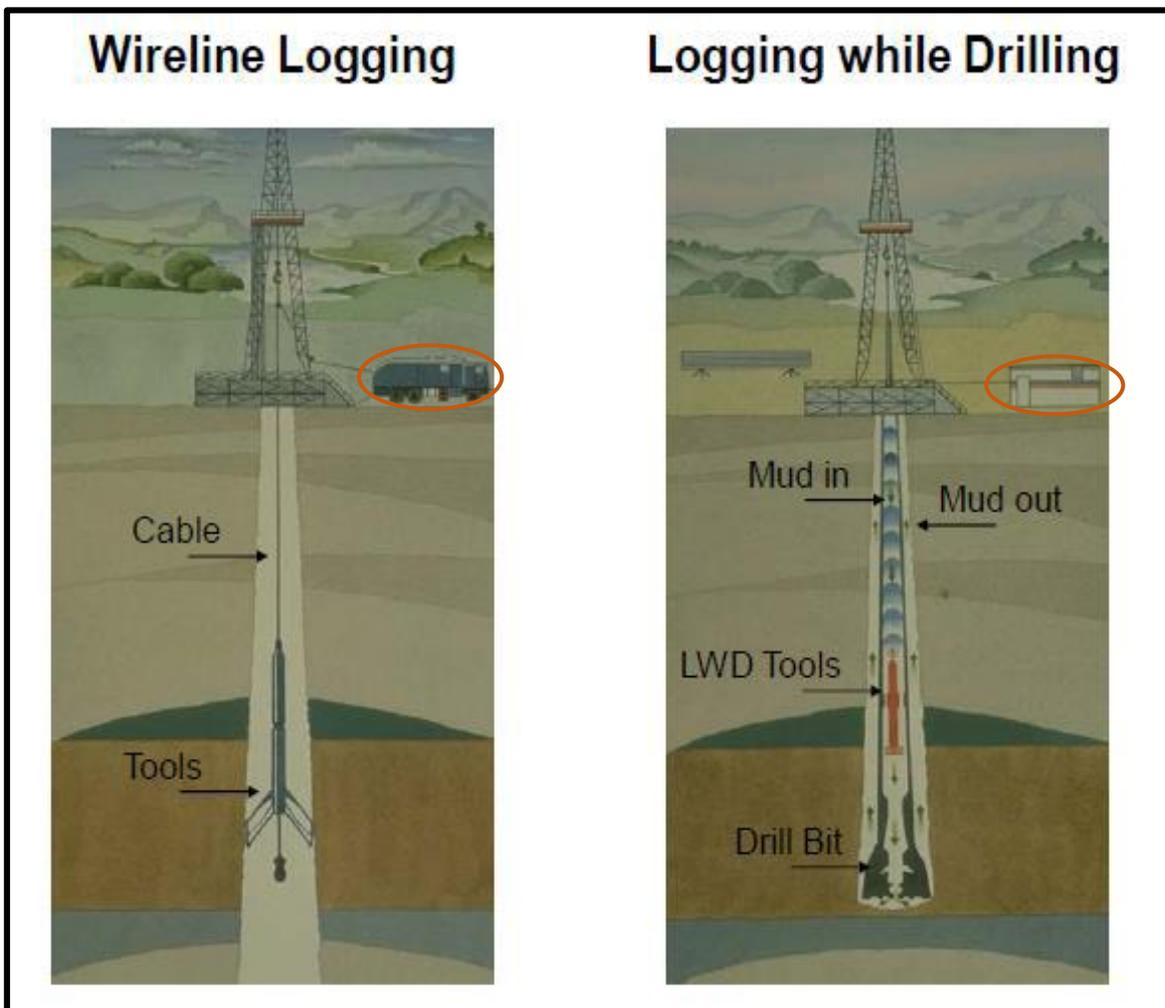


Figure II.1 : Principes des deux types de diagraphies (SONATRACH, 2015).

I.1. But des diagraphies

Les principaux objectifs des mesures diagraphiques sont les suivants :

- Estimer le contenu (saturations) en eau et en hydrocarbures des réservoirs traversés.
- Déterminer le pendage des couches.
- Détermination des caractéristiques du puits de forage.
- Comparaison et corrélation entre différents puits.
- Repérer les couches productrices des couches isolantes (non-productrices).

I.2. Paramètres influençant les mesures

- **Influence du diamètre du trou du sondage**

Le diamètre du sondage varie tout au long du forage en fonction de la nature et de la compacité des formations traversées.

- **Fluide du forage**

Son influence sur la réponse des outils dépend du diamètre du trou : plus le diamètre est grand, plus le volume de fluide entourant l'outil est important et plus la mesure sera affectée. Elle dépend aussi de la nature et la densité du fluide qui nous informent sur la possibilité d'enregistrer certains paramètres.

- **Tubage et ciment**

Lorsque le trou de sondage est tubé et cimenté, il peut empêcher l'enregistrement de certaines diagraphies. Dans ce cas-là, seuls les mesures nucléaires sont possibles.

- **Mobilité des hydrocarbures**

Elle exprime la possibilité du déplacement des hydrocarbures et elle est essentiellement fonction de la perméabilité. Si cette dernière est nulle, la mobilité sera nulle. Si elle est élevée, la mobilité sera très grande et on peut même dans ce cas, observer un retour très rapide des hydrocarbures vers le trou dès l'arrêt de circulation ce qui va affecter les mesures.

- **Température et pression**

Elles augmentent avec la profondeur en fonction du gradient géothermique et de la densité de la boue. C'est pour cette raison que chaque outil a ses propres limites d'utilisation.

- **Vitesse d'enregistrement**

Elle dépend principalement du paramètre enregistré, elle variera avec le type d'outil.

- **Espacements de l'outil**

Ce sont les distances entre deux sources émettrices et entre sources émettrice et réceptrice de l'outil. Elles jouent un rôle important dans l'enregistrement que l'on veut opéré.

- **Phénomène d'invasion**

Le forage s'effectue à l'aide d'une boue dont la pression hydrostatique est légèrement supérieure à la pression des formations pour éviter les éruptions. Il se produit alors un déplacement de fluide de la boue du puits vers les formations poreuses et perméables ce qui perturbe la répartition initiale des fluides et donne naissance à une zone lavée dont l'eau de formation a été totalement expulsée, cette invasion provoque des changements importants des propriétés physicochimiques des roches, et donnent une mauvaise estimation des paramètres, les particules solides de la boue sont plaquées contre la paroi du puits formant le dépôt de boue (*Mud-cake*). Ce phénomène est gênant et modifie les conditions originelles des formations. La figure suivante (**Figure II.2**) montre la représentation schématique de l'invasion d'une formation par le filtrat de boue :

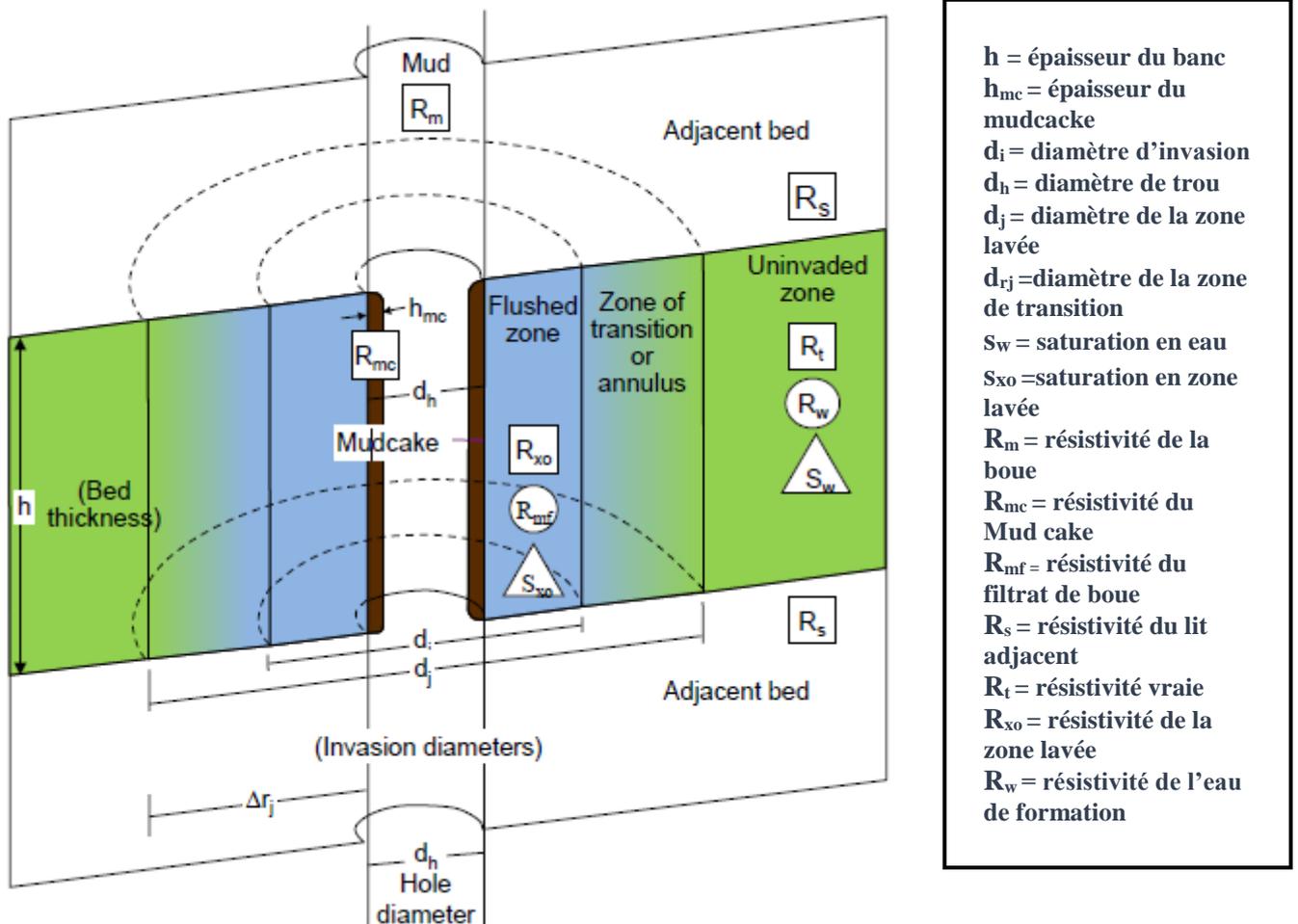


Figure II.2 : Représentation schématique du phénomène d'invasion.

I.3. Types de diagraphies

Nous avons déjà défini les deux grandes catégories de diagraphies : différées et instantanées. Dans ce qui suit nous allons développer essentiellement les différents types de diagraphies utilisés actuellement dans l'exploration et la production des hydrocarbures. Elles peuvent être subdivisées en plusieurs grands groupes selon les paramètres et propriétés physiques utilisés :

- Diagraphies électriques (Polarisation Spontanée, Résistivité) ;
- Diagraphies nucléaires (Gamma Ray, Gamma-Gamma, Neutrons) ;
- Diagraphies acoustiques (Sonique) ;
- Diagraphies auxiliaires (Caliper, MDT, etc.).

I.3.1. Diagraphies électriques

I.3.1.1. Diagraphies de résistivité

Elles font partie des diagraphies différées. Parmi les paramètres mesurés par les outils de diagraphies il en est un qui intervient souvent : **la résistivité électrique des roches**. C'est la propriété des roches qui traduit leur aptitude à conduire le courant électrique. Dans la plupart des cas, elle est de type électrolytique, c'est à dire que les roches conduisent le courant électrique grâce aux ions contenus dans le fluide qui les imbibent. On retient que la résistivité électrique d'une roche dépend essentiellement : de la qualité de l'électrolyte, c'est à dire de la résistivité du fluide d'imbibition R_w et, par conséquent, de la quantité de sels dissous, de la quantité d'électrolyte contenue dans l'unité de volume de la roche, c'est à dire de la porosité, et du mode de distribution de l'électrolyte.

a) Principe d'enregistrement

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou électromagnétique), qui pénètre dans la formation et enregistrer la différence de potentiel par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source appelée espacement de l'outil.

C'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, plusieurs outils sont définis. Plusieurs combinaisons de résistivité (macro-résistivité et micro-résistivité) sont possibles pour une meilleure estimation des résistivités R_t (résistivité de la formation) et R_{X0} (résistivité de la zone lavée) (Chapellier et Mari, 2004).

b) Outils utilisés

Selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, plusieurs outils sont définis, où on a deux catégories : les outils non focalisés et les outils focalisés.

b.1. Diagraphies non focalisées

Ces diagraphies sont très anciennes et sont rarement utilisées actuellement à cause de leurs modes de mesure qui est très affectés par les conditions de trou et les formations adjacentes, les résultats ne sont donc pas assis précis. Les sondes classiques (non focalisées) sont deux types :

- **Les sondes normales** : qui ont deux électrodes, une d'émission et l'autre de réception (**Figure II.3**).
- **Les sondes latérales** : qui ont trois électrodes, une d'émission et les deux autres pour la réception (**Figure II .4**).

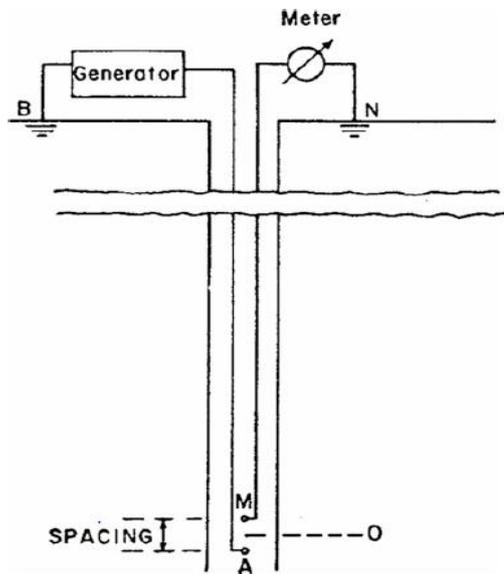


Figure II.3 : Sonde normale

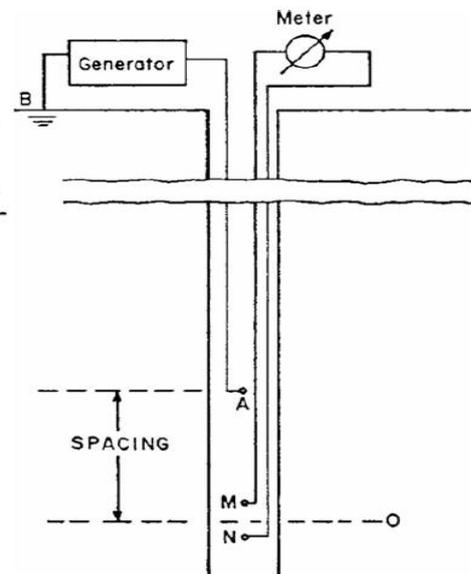


Figure II.4 : Sonde latérale

b.2. Diagraphies focalisées

Ce sont les outils où le courant électrique envoyé est focalisé : grâce à un système d'électrodes on réalise un faisceau de lignes de courant parallèles. Ce faisceau pénètre dans les formations perpendiculairement à l'axe du trou. On obtient ainsi une valeur correcte de R_t .

Elles sont les plus utilisées puisqu'elles diminuent considérablement l'effet du trou et des couches adjacentes. On les subdivise en deux classes :

- Les latérologs (utilisant une boue salée).
- Les inductologs (utilisant une boue douce ou non conductrice).

b.2.1. Latérologs

Ces outils sont utilisés en présence de boue conductrice. Un courant électrique est envoyé dans les formations par un système de plusieurs électrodes : certaines focalisent le courant émis l'obligeant à pénétrer latéralement dans la formation, d'autres servent à mesurer (récepteurs) la chute de potentiel due au passage du courant dans la formation (**Figure II.5**).

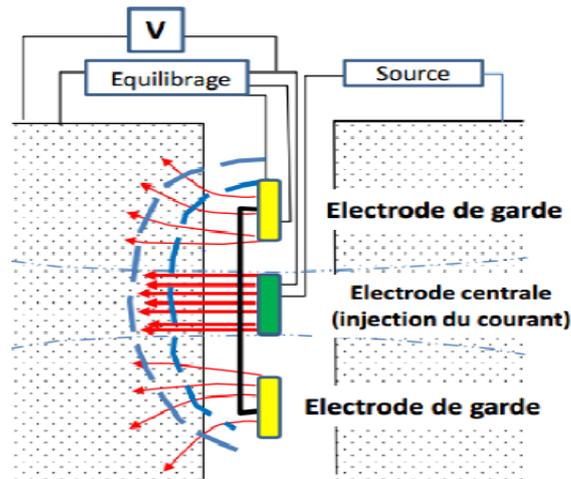


Figure II.5 : Principe de mesure de la sonde latérog (Document Schlumberger).

Plusieurs sondes ont été réalisées permettant d'avoir un ensemble d'enregistrement de résistivité à différents diamètres d'investigation avec une meilleure définition verticale :

➤ **Dual Latérog (DLL)**

C'est un outil focalisé utilisant une combinaison d'électrodes permettant de faire simultanément deux mesures à des profondeurs d'investigation différentes. Cette sonde est un macro-dispositif, constituée de deux demi-cylindres, séparés par un isolant et permet l'enregistrement de deux courbes en une seule montée (**Figure II.6**).

- Le **LLd (Deep Laterolog)** : donne la valeur de **R_t** (lecture profonde).
- Le **LLs (Shallow Laterolog)** : donne la valeur de **R_{x0}** (lecture rapprochée).

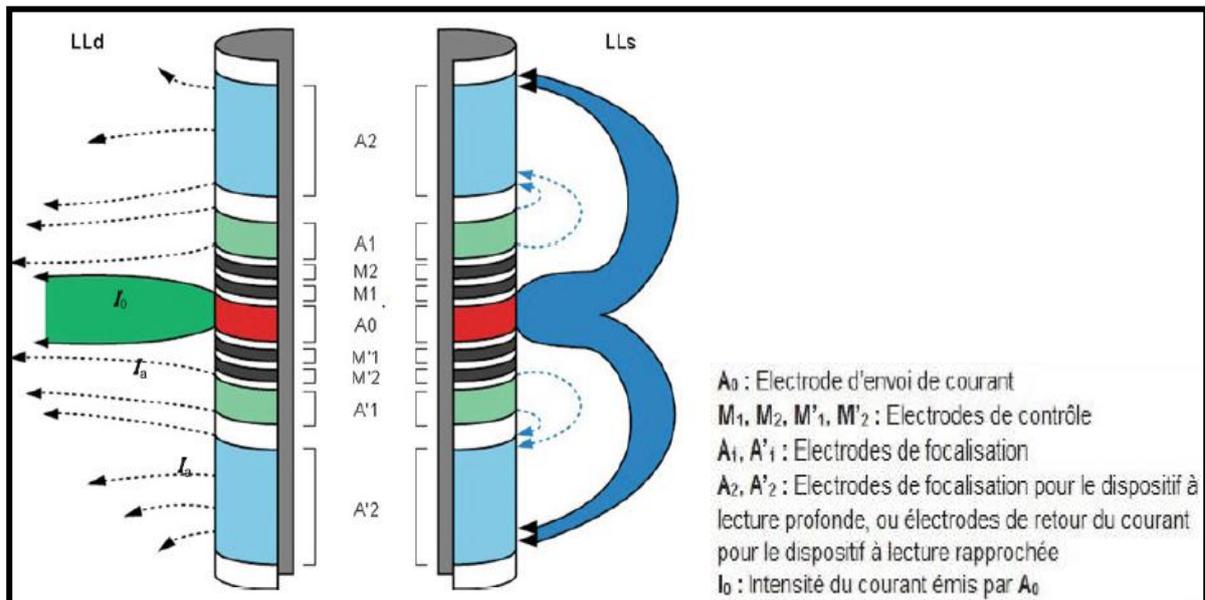


Figure II.6 : Schéma de la sonde Dual Laterolog (HONGQI, L., 2017).

➤ Micro-Spherically Focused Log (MSFL)

C'est un micro-dispositif constitué de cinq électrodes rectangulaires et le courant est focalisé sphériquement dans un espace limité. La mesure de l'outil MSFL implique seulement les quelques premiers centimètres de la formation immédiatement adjacente au trou de forage, la zone lavée (Rxo). Les électrodes de l'outil MSFL sont insérées dans un bloc isolant monté sur un bras d'étrier motorisé (**Figure II.7**).

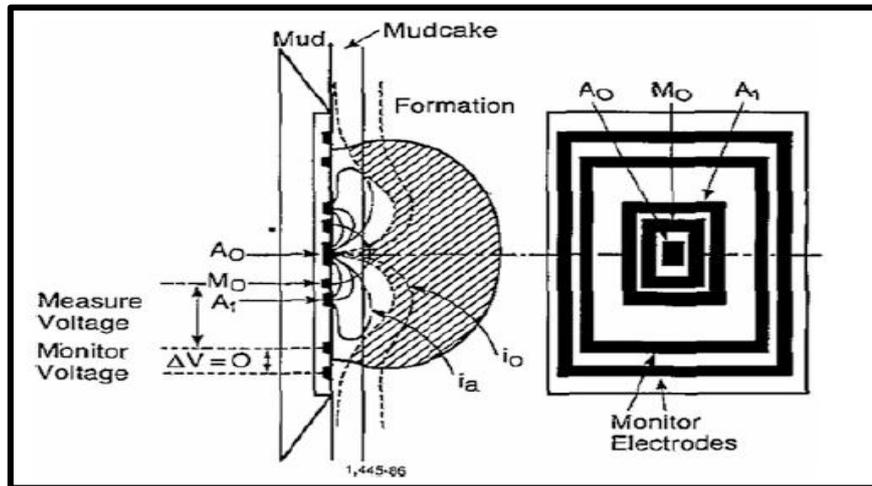


Figure II.7 : Schéma montrant la disposition des électrodes et distribution du courant de l'outil MSFL (HONGQI., L., 2017).

Parmi les outils les plus utilisés combinant entre les résistivités (macro et micro), on relève :

➤ High Azimuthal Laterolog System (HALS)

C'est un outil de résistivité de nouvelle génération de haute résolution, il permet de mesurer 12 courbes de résistivité à différents diamètres d'investigation avec une résolution verticale de 1 ou 2 pieds, et produit deux types d'images de résistivité (macro et micro).

b.2.2. Diagraphies Inductologs

Ces diagraphies d'induction sont utilisées dans le cas de boue à huile ou à eau douce et dans des formations de résistivité faible à modérée (de 1 Ω.m à 100 Ω.m).

Principe de mesure

Le principe de mesure consiste à envoyer par une bobine émettrice un courant alternatif d'un oscillateur. Le champ électromagnétique qui en résulte, induit dans la formation des courants secondaires circulant en anneaux coaxiaux à la sonde (courants de Foucault). Ces courants engendrent leur propre champ électromagnétique qui, en traversant une bobine réceptrice coaxiale, y induit une force électromotrice proportionnelle au flux traversant la bobine. Le courant alternatif émis ayant une amplitude et fréquence constantes, l'intensité des courants de Foucault est proportionnelle à la conductivité de la formation (**Figure II .8**).

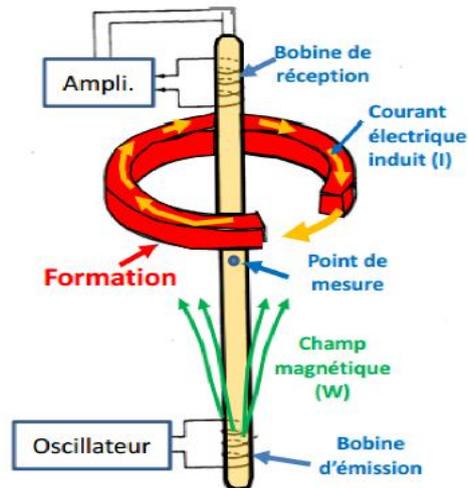


Figure II.8 : Principe de mesure de la sonde à induction (Document Schlumberger).

➤ Array Imager Tool (AIT)

C'est un outil d'induction utilisé par Schlumberger dans les puits dans des conditions de boue caractérisées par une très faible salinité. L'outil AIT utilise huit bobines d'induction fonctionnant à des fréquences multiples. Le logiciel focalisant des signaux reçus génère une famille de logs de résistivité à différentes profondeurs d'investigation.

b.2.3) Les microdispositifs Micrologs

Ils sont utilisés pour mesurer R_{x0} et pour localiser avec précision les bancs poreux et perméables mis en évidence par la présence de mud-cake. La mesure de R_{x0} permet d'estimer la saturation en hydrocarbures résiduels. (Chapellier et Mari, 2004) (**Figure II.9**) et (**Tableau II.1**).

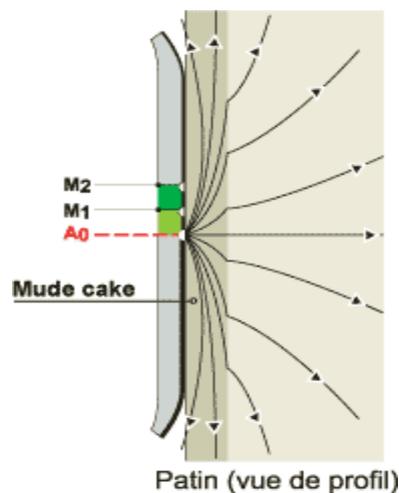


Figure II.9 : Principe de fonctionnement d'un micro-dispositif (Delalex, J, 2007).

Macro-dispositifs	<p><u>Non focalisés :</u></p> <p><u>Normales</u></p> <p>Grande Normale 84" Petites Normales 16"</p> <p><u>Latérales (ou inverses)</u> (cf. p. 23 et 24)</p>	<p><u>Focalisés :</u></p> <p>Induction log</p> <p>Latérologs : LL.3, LL. 7, DLL (cf. exemple p. 26)</p>
Micro-dispositifs	Microlog	<p>Proximity log Microlaterolog Micro SFL (cf. p. 25 et 26)</p>

Tableau II.1 : Tableau récapitulatif des différentes sondes de résistivité micro et macrodispositifs. (Ph. MAGET)

c) Applications

- Détermination des différentes résistivités R_t et R_{x0} .
- Mesure de la saturation.
- Imager la distribution radiale du fluide autour du trou de forage qui aidera à l'évaluation qualitative de la perméabilité du réservoir.
- Estimation du diamètre d'invasion.

d) Facteurs parasites affectant les mesures

- la composition de la roche : pratiquement tous les minéraux sont des isolants (exception faite du graphite, des sulfures et des éléments natifs), ainsi que les hydrocarbures,
- la nature et le pourcentage de fluides présents,
- la distribution des minéraux conducteurs présents dans la roche,
- la texture et la structure de la formation,
- la température : la formation étant d'autant plus conductrice que sa température est élevée.

e) Conclusion

Les sondes électriques qui servent à mesurer la résistivité apparente (R_t) des terrains traversés sont classées selon deux critères : le rayon d'investigation qui définit soit une lecture dans la zone lavée (R_{x0}) ou dans la zone vierge (R_t), on distingue alors les micro et les macrodispositifs ; et la focalisation, les sondes focalisées ont un pouvoir de résolution verticale élevée d'où leur utilisation pour la détection des bancs minces, leurs réponses étant moins influencées par la colonne de boue.

I.3.2. Diagraphies nucléaires

Les diagraphies nucléaires peuvent être enregistrées en trou ouvert ainsi qu'en trou tubé ou remplis de n'importe quel type de fluide (Chapellier et Mari, 2004), puisque les rayons Gamma ou les neutrons traversent selon leur énergie une épaisseur plus ou moins importante d'un matériau en fonction de sa nature (densité).

On regroupe sous le nom de diagraphies nucléaires :

- Le log de radioactivité gamma naturel.
- Le log densité (gamma-gamma).
- Le log neutron.

I.3.2.1. La radioactivité naturelle ou Gamma Ray

C'est le log nucléaire le plus simple, le gamma ray, est une mesure de la radioactivité naturelle existant dans certaines roches. Ce rayonnement électromagnétique provient de la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans ces roches. Les principaux radioéléments sont : le Potassium ^{40}K , le Thorium ^{232}Th et l'Uranium ^{238}U .

a) Principe de mesure

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un compteur à scintillation descendu au bout d'un câble, le rayonnement gamma naturel émis par les formations traversées par le forage (**Figure III.15**). Le compteur mesure le nombre d'impulsions radioactives par unité de temps (cps : coups/sec) (Ahmadi, 2010). En diagraphie pétrolière, l'unité de mesure utilisée est l'API (American Petroleum Institute) (Chapellier et Mari, 2004) (**Figure II.15**).

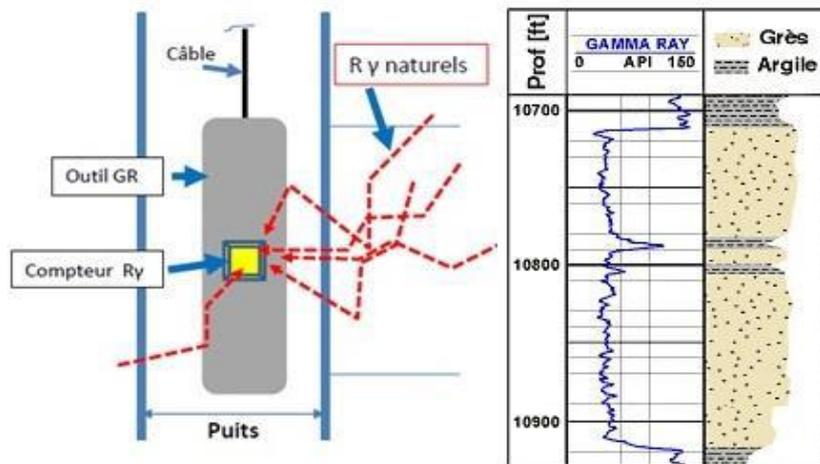


Figure II.10 : Schéma de l'outil Gamma Ray et exemple du log GR enregistré en face d'un réservoir (Beghoul, M.S, 2013).

b) L'outil

Ces diagraphies nucléaires naturelles englobent deux types de mesures :

➤ Diagraphie Gamma ray

Elle nous permet d'enregistrer l'énergie totale des rayonnements Gamma naturels des formations (**Figure II.11**). La réponse de l'outil est fonction de la concentration en poids du minéral radioactif et de la nature de cette formation, l'équation suivante traduit cette relation :

$$GR = A \cdot \rho V / \rho b$$

GR = Radioactivité globale mesurée

ρb = Densité globale de la formation

ρ = Densité de l'élément radioactif

V = Pourcentage de l'élément radioactif

A : Facteur de proportionnalité correspondant à l'activité radioactive.

❖ Applications

- Localiser et différencier entre les bancs radioactifs qui sont des argiles et les grés et les sables qui sont non radioactifs.
- Corréler avec d'autres diagraphies.
- Calculer le volume d'argiles.

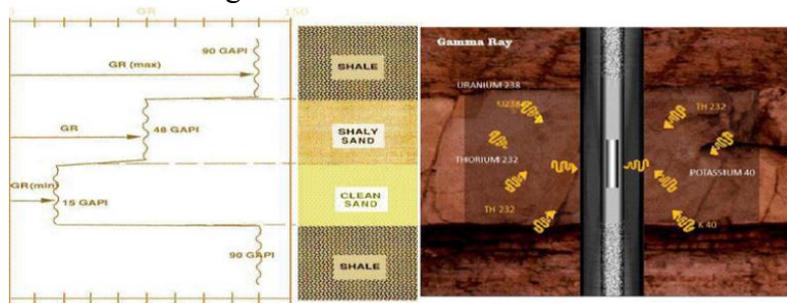


Figure II.11 : Schéma du comportement de l'outil GR en face d'un réservoir (Document Schlumberger)

➤ Spectrométrie des rayonnements gamma naturels

Elle permet l'enregistrement, en plus de l'énergie totale des rayons gamma, de l'énergie spécifique des différents éléments radioactifs ainsi que l'énergie de radiation du Thorium et du Potassium (Th+K). Les sondes utilisées sont **NGS** et **HNGS** :

i. NGS (Naturel Ray Spectrometry)

Elles permettent d'enregistrer cinq courbes :

- **SGR** : enregistrement de la radioactivité totale (API).
- **CGR** : enregistrement de l'énergie du Th+K
- **K** : concentration en Potassium en %.
- **Th** : concentration en Thorium en ppm.
- **U** : concentration en Uranium en ppm.

ii. HNGS (High Natural Gamma Ray Spectrometry):

Cette technique utilise le même principe que le NGS, mais en plus des cinq courbes elle utilise les rayons gamma dont le niveau d'énergie est supérieur à 500 Kev, éliminant ainsi la sensibilité de la boue et donnant des valeurs de mesure liées directement à la formation.

❖ Applications

- Identification des formations poreuses et perméables de celles qui sont imperméables.
- Identification de la lithologie.
- Le NGS est utilisé dans l'étude minéralogique, particulièrement les minéraux argileux.
- Le calcul du volume d'argile dans les formations.

c) Les facteurs affectant les diagraphies du gamma naturel

- Vitesse d'enregistrement.
- Conditions du trou :
 - Influence de la boue.
 - Influence du tubage.
 - Influence du ciment.
 - Epaisseur des bancs.

d) Conclusion

La diagraphie du Gamma Ray est essentiellement utilisée pour la détermination des bancs argileux et le calcul du pourcentage de l'argilosité d'un réservoir. Elle nous permet l'enregistrement de deux types de GR : le GR total ou standard et le GR spectral.

I.3.2.2. Diagraphies de densité (Gamma-Gamma)

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives (Cobalt ^{60}Co ou Césium ^{137}Cs) pour exciter l'émission des rayons gamma dans les formations.

a) Principe de mesure

On bombarde la formation par un faisceau de rayons gamma d'énergie constante (0,1 à 1 Mev). Les photons gammas émis entrent en collision avec les électrons des atomes de la matière présents dans les formations (**Figure II.12**). A chaque collision, l'énergie du faisceau incident est atténuée, cette atténuation peut se faire de trois façons (Chapellier et Mari, 2004) :

- L'effet photoélectrique si l'énergie des photons est inférieure à 0,1 MeV.
- L'effet Compton si l'énergie des photons est comprise entre 0,1 à 1 MeV.
- L'effet de production de paire électron-positon (e^- , e^+) si l'énergie des photons est supérieure à 1,01 MeV.

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique de faible énergie qui intéressent les diagraphies de densité. Le premier, permet de mesurer la densité globale de la formation et le deuxième à mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique.

Un compteur reçoit les rayons gamma diffusés par la formation vers le puits. Le signal reçu est fonction du nombre d'électrons par cm^3 de volume de la formation c'est-à-dire à la densité de la formation.

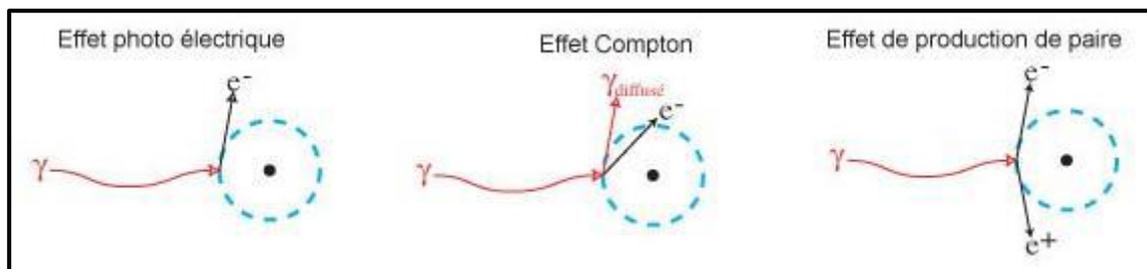


Figure II.12 : Schéma des interactions des rayons Gamma avec les atomes de la formation (Chapellier et Mari, 2004).

b) L'outil :

➤ LDT (Litho Density Tool)

Il permet en plus de l'enregistrement de la densité globale ρ_b (gr /cc), de faire une sélection des rayons gamma de faible énergie arrivant à son compteur. Cela permet de mesurer le facteur d'absorption photoélectrique PEF (barns/e). (**Figure II.13**)

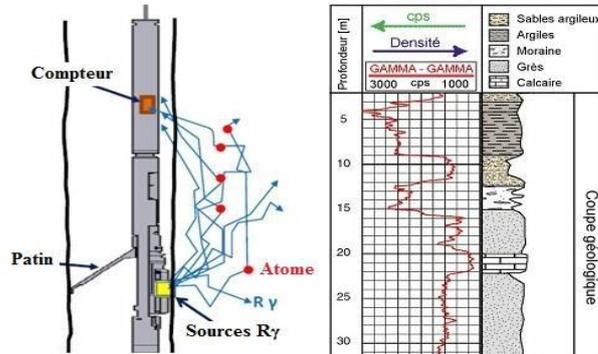


Figure II.13 : Schéma de l'outil LDT et exemple d'enregistrement et d'interprétation Lithologique du signal (Beghoul, M.S, 2013).

c) Facteurs affectant les diagraphies Gamma-Gamma

- **Argile** : la densité des argiles sèches est en effet assez proche de celle du quartz, de ce fait, elle joue presque le même rôle que la matrice.
- **Eau** : le fluide dans la zone d'investigation de l'outil densité est constitué essentiellement par le filtrat de boue. Or, la densité de ce dernier varie en fonction de la salinité, de la température et de la pression.
- **Hydrocarbures** : leurs densités sont inférieures à celle de l'eau surtout celle du gaz, ce qui fait que la même formation remplie de gaz apparaît beaucoup plus légère donc plus poreuse que celle qui est saturée en eau.
- **Diamètre du trou** (effet plus important).
- **La nature du trou** : dans le cas où les parois ne sont pas lisses, les zones de boue qui sont présent entre les parois et l'outil vont affecter les mesures (Mud Cack).
- **La température.**
- **La pression.**

d) Application :

- Calcul de la porosité
- Détermination de la lithologie
- Détermination de la zone à gaz (en la combinant aux diagraphies neutrons).
- Identification minéralogique des argiles par la combinaison avec Gamma Ray.

e) Conclusion :

La diagraphie de densité est utilisée dans le calcul de la porosité d'une formation si l'on connaît la densité de la matrice, la détermination de la lithologie des formations inconnue, en association avec d'autres diagraphies de porosité et de neutron, comme elle est utilisée dans l'interprétation gravimétrique, où la connaissance précise des densités des roches est fondamentale.

I.3.2.3. Diagraphies de neutrons

C'est aussi une méthode nucléaire provoquée également. Il s'agit dans ce cas de bombarder la formation par un faisceau de neutrons rapides émis par une source.

a) Principe de mesure

A l'aide d'une source appropriée, on soumet la formation à un bombardement intense de neutrons de très haute énergie (4Mev). Ceux-ci entrent en collision avec les noyaux des atomes présents dans la formation qu'ils traversent, dans ces formations il existe l'atome de l'hydrogène dont la masse est proche de ces neutrons.

De ce fait, les neutrons rapides émis par la source vont être ralentis par les atomes d'hydrogène et vont perdre leurs énergies et deviennent thermalisés (énergie inférieure à 0,025 eV), ils peuvent donc être capturés par le détecteur de la sonde (**Figure II.14**).

On mesure alors la quantité des neutrons renvoyés par la formation, et on déduit la quantité d'hydrogène présent dans cette formation.

Le nombre de neutrons arrivant au détecteur augmente lorsque la concentration en hydrogène décroît et vice versa. Finalement on enregistre un indice d'hydrogène. L'huile ou l'eau contiennent pratiquement la même quantité d'hydrogène par unité de volume, la réponse du neutron donnera donc une idée de la porosité en face des formations propres et saturées. Le rayon d'investigation de cet outil dépend de la concentration de la formation en atomes d'hydrogène. Plus elle est élevée, plus la sphère d'investigation est petite.

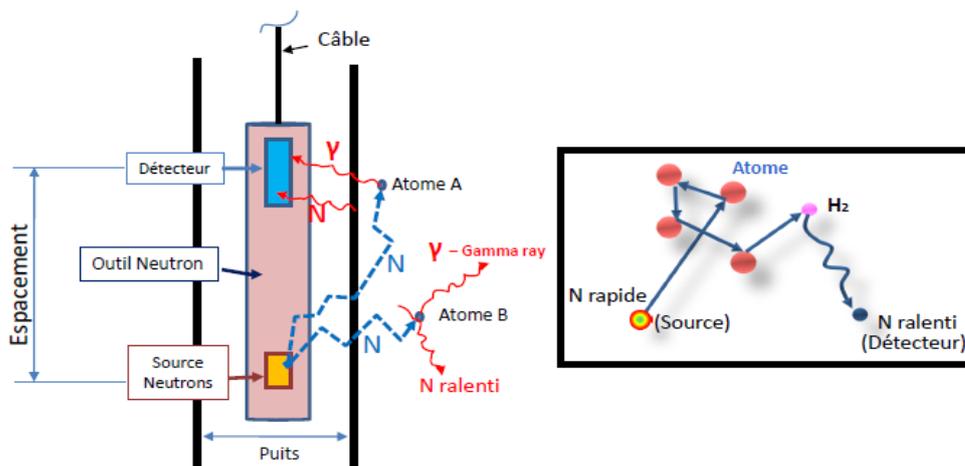


Figure II.14 : Schéma de principe de la sonde à neutrons (Beghoul, M.S, 2013).

b) L'outil

L'une des principales diagraphies de neutrons utilisée c'est le CNL :

❖ Le CNL (Compensated Neutron Log)

Il enregistre les neutrons thermiques. Mais pour diminuer les effets de trou, il est muni de deux détecteurs, le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène-neutron (porosité neutron) (**Figure II.16**).

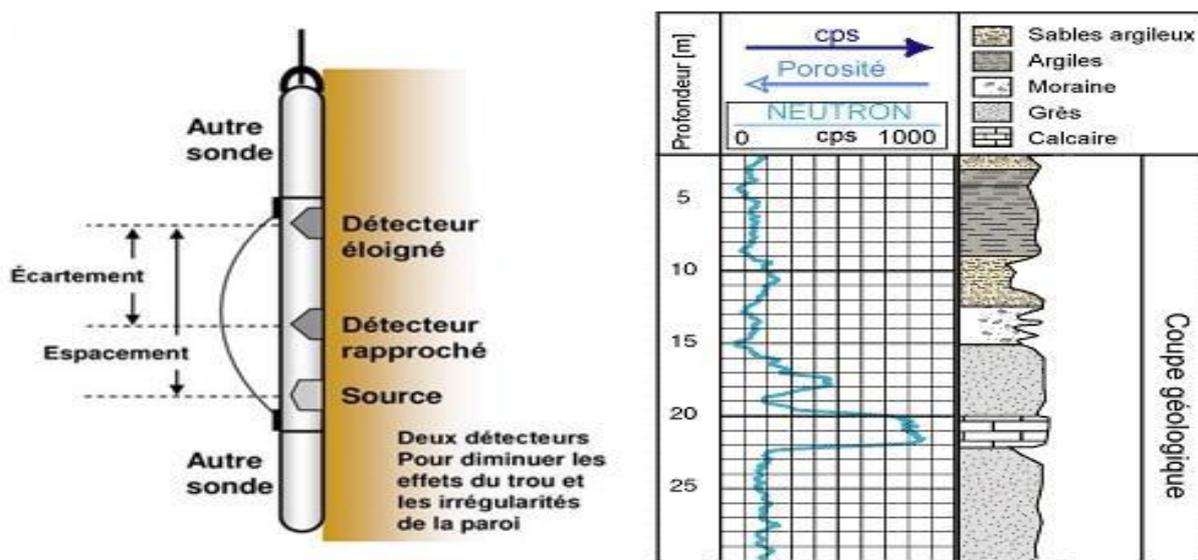


Figure II.20 : Schéma de la sonde CNL et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique de la réponse diagraphique (Delalex, J, 2007).

c) Facteurs influençant la mesure (Schlumberger, 1993).

- Diamètre du trou
- Cake de boue
- Salinité de la boue
- Salinité de l'eau de formation
- Densité de la boue
- Écartement de la sonde
- Pression
- Température du trou
- Type de fluide
- Argiles

d) Applications

- Combiné avec d'autres outils, le CNL permet d'identifier la lithologie.
- L'évaluation de la porosité des roches réservoirs.
- Combiné avec le LDT, il permet de détecter les poches de gaz.
- Evaluation de la densité des hydrocarbures.

e) Conclusion

La diagraphie de neutrons sert principalement à la détermination de la porosité dans les formations traversées à l'aide de relation empirique ou d'abaques, et à la détermination de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies, généralement de densité.

I.3.3. Diagraphie acoustique :

La diagraphie acoustique ou log sonique est basée sur l'étude de la propagation d'ondes acoustiques dans les formations. La mesure du temps de propagation de ces ondes et de leur atténuation apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des formations traversées. La propagation d'ondes acoustiques dépend en effet des propriétés élastiques des formations composant le sous-sol.

a) Principe de mesure

Dans la pratique le log sonique mesure le temps de transit ΔT entre deux récepteurs, des ondes longitudinales envoyées dans la formation. Les sondes de diagraphie acoustique utilisent deux récepteurs qui enregistrent le temps de propagation entre les deux récepteurs, divisé par la distance entre eux (temps d'intervalle) qui est donné en microsecondes par pied ($\mu\text{s}/\text{pied}$). Le paramètre calculé à partir des mesures de ΔT est la vitesse de propagation des ondes P (**Figure II.16**).

Souvent le système utilisé comporte deux émetteurs et deux récepteurs couplés, ceci pour pouvoir corriger les décalages dans les temps de parcours.

La profondeur d'investigation du sonique n'est pas très élevée, c'est un outil qui mesure dans la zone lavée.

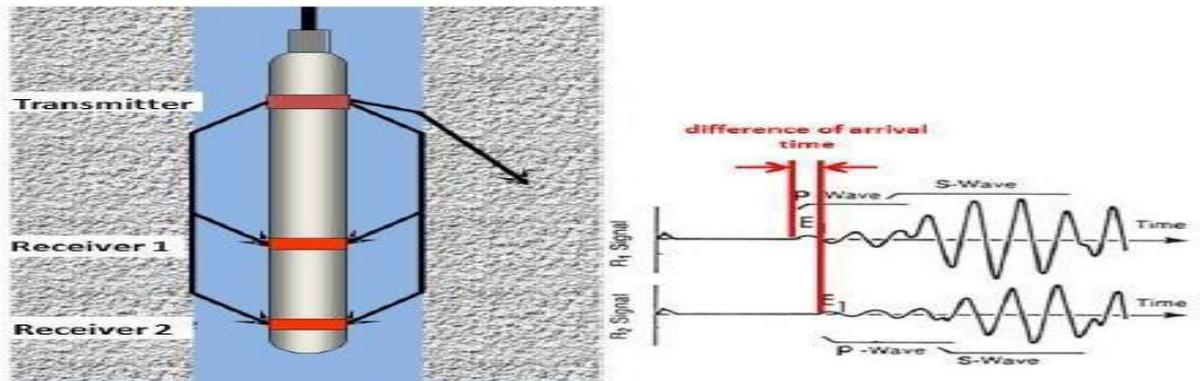


Figure II.16 : Schéma de principe de l'outil sonique (Schön, 2015).

b) L'outil : le Borehole Compensated Sonic (BHC)

L'outil est muni de quatre bras qui permettent de le maintenir centré dans le trou, il est constitué de deux émetteurs, l'un en haut, l'autre en bas et quatre récepteurs couplés deux par deux avec chaque émetteur, pour réduire l'effet de trou (**Figure II.17**). L'émetteur envoie un train d'ondes d'une fréquence moyenne de 20 à 40 kHz.

L'outil mesure le temps écoulé (Δt_1 et Δt_2) entre la détection de la première arrivée au niveau des deux paires de détecteurs, et le temps Δt enregistré est pris comme la moyenne des deux mesures.

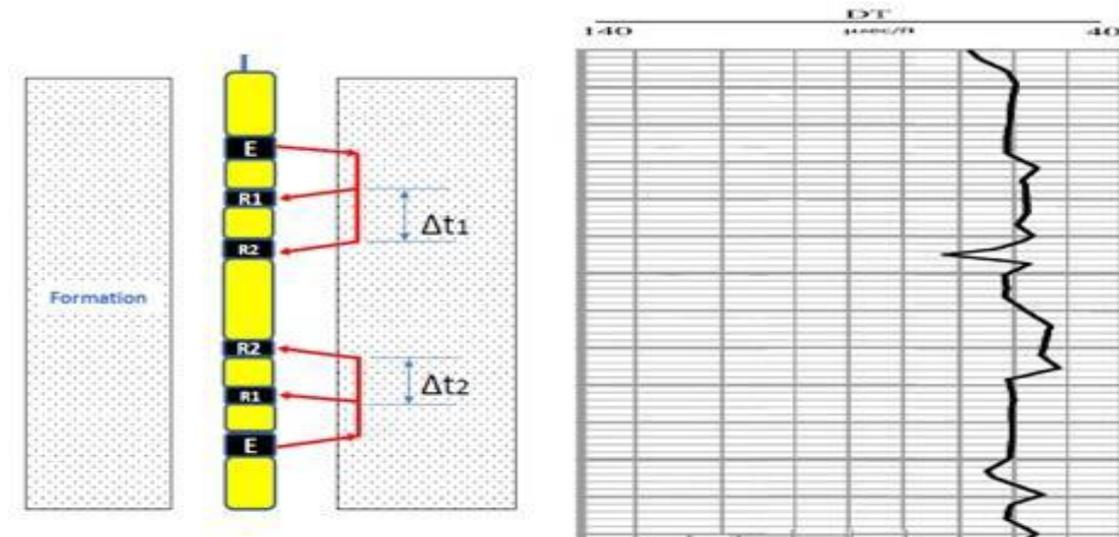


Figure II.17: Schéma de principe de la sonde sonique BHC et exemple de log enregistré (Beghoul, M.S, 2013).

c) Les facteurs affectant les diagraphies acoustiques

- Présence d'air dans les pores.
- Présences de fractures.
- Présence d'argile.
- Pression du milieu.

d) Applications

Les applications des diagraphies soniques sont multiples :

- Détermination des propriétés mécaniques de la formation.
- Détermination de la porosité sonique.
- Analyse des fractures.
- Vérification de la cimentation.
- La mesure de la perméabilité dans les roches poreuses.
- Les diagraphies de la vitesse des ondes de compression et de cisaillement peuvent être utilisées pour corréliser la lithologie d'un sondage à l'autre.

e) Conclusion

Le log sonique est généralement utilisé pour la détermination de la lithologie qui est basée sur la vitesse de propagation dans une formation de densité donnée et qui varie avec la pression. On l'utilise aussi pour le calcul de la porosité.

I.3.4. Diagraphies auxiliaires

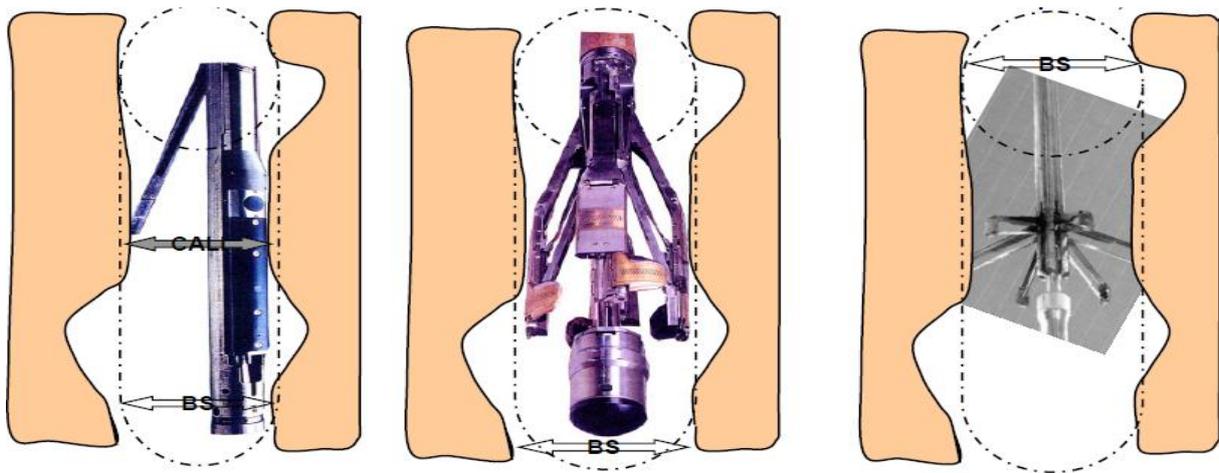
Ces dispositifs font partie intégrante de la plupart des outils des diagraphies standards et regroupent les dispositifs de diagraphie de thermométrie, diagraphie de pendagemétrie, contrôle de la cimentation, diagraphie de diamétrage (diamètreur ou caliper), etc.

I.3.4.1. Le diamètreur (Caliper) :

Le diamètre d'un trou de forage est en principe légèrement supérieur à celui du trépan. En fait, il varie avec la cohésion des roches traversées, leur porosité, leur texture, leur structure et la diagenèse qu'elles ont subie.

a) Principe de mesure

L'outil de mesure est équipé de plusieurs bras ou patins (trois à huit bras dépendants ou indépendants). La sonde est descendue bras fermée jusqu'au fond du puits. Depuis la surface, un signal provoque l'ouverture des bras. Au cours de la remontée, les bras en contact avec la paroi du puits enregistrent les variations du diamètre du trou de forage.



(a) Outil excentré avec 1 bras

(b) Outil centré avec 4 bras

(c) Outil Centré avec 6 bras

Figure II.18 : Différents types de diamètreur (Delalex, J, 2007).

b) Lecture

- Au droit des roches poreuses et perméables, on observe un rétrécissement léger du diamètre dû au dépôt d'une couche constituée par les éléments solides de la boue, qui ne peuvent pas pénétrer dans les pores des roches, ou mud-cake, filtrat de boue.
- Les graviers et sables non consolidés peuvent s'ébouler, les argiles et les roches fracturées s'effriter, occasionnant de fortes augmentations de diamètre du trou et souvent son ovalisation.
- En revanche, des argiles gonflantes ou sous-compactées réduisent le diamètre du trou et peuvent même bloquer le trépan ou la sonde diagraphique.

c) Applications

- Mesure du diamètre du trou pour l'estimation du volume de ciment nécessaire.
- Reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence du mud-cake), calcul de l'épaisseur du mud-cake.
- Localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer d'essai de formation.
- Correction des mesures de différentes diagraphies de l'effet du trou ou du mud-cake en vue d'une interprétation plus précise.
- Donne une approche de la lithologie.

I.3.5. Modular Dynamique Tester (MDT)

Le MDT représente un ensemble de modules (d'où son nom "Modular") qui permet la reconfiguration de l'outil sur site en fonction des besoins d'acquisition. Il fournit des mesures de pression rapides, précises et des échantillons de haute qualité des fluides en place.

Il se combine à d'autres outils pour répondre aux besoins et objectifs de programme d'acquisition de données multiples.

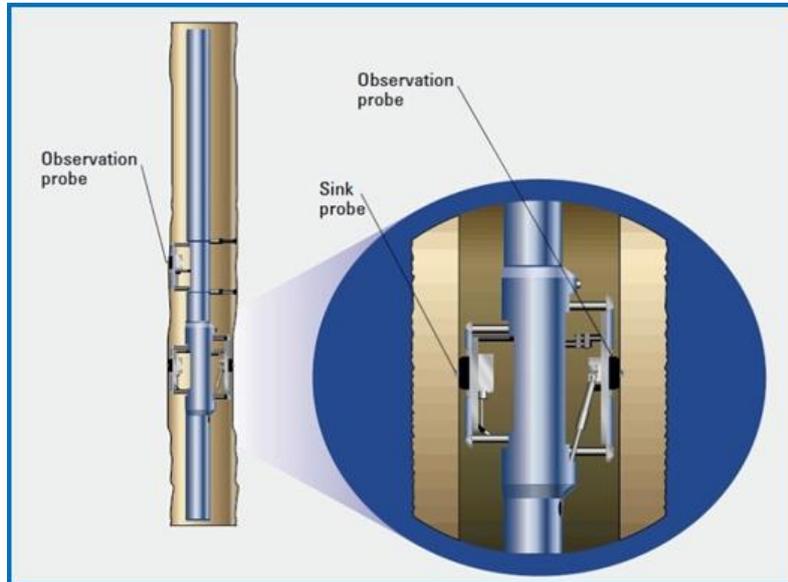


Figure II.19: Image de la sonde MDT (Document Schlumberger, 2002).

a) Principe de mesure

La mesure de la pression avec la sonde MDT s'effectue à l'aide d'un testeur filaire qui nécessite le retrait d'une quantité de fluide en place, pour cela on a besoin de jauges précises à haute résolution qui réagissent de façon fiable aux conditions dynamiques. Parmi les jauges les plus utilisés, on a la jauge à quartz.

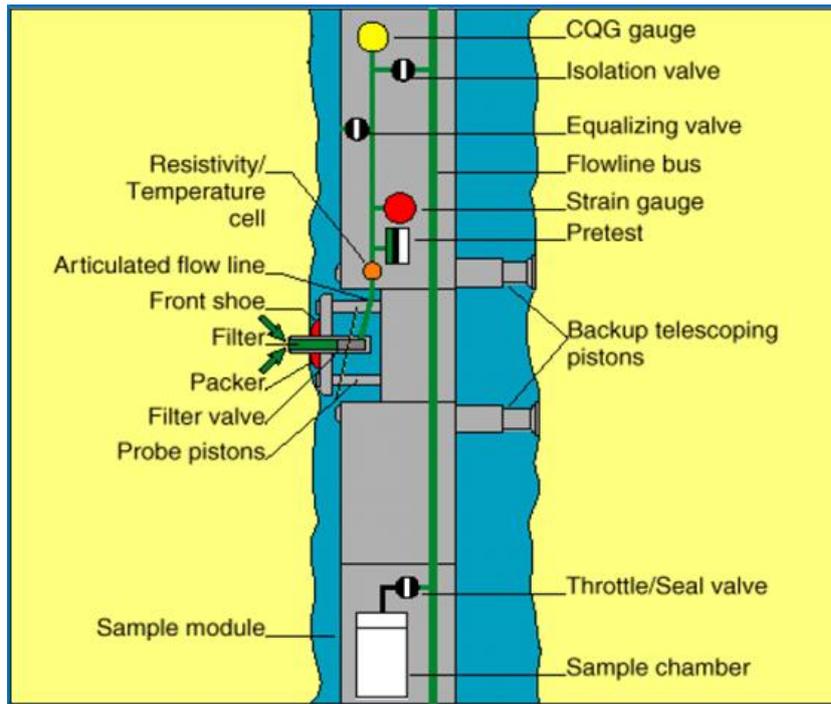


Figure II.20: Schéma de principe du MDT (Document Schlumberger, 2002).

Il est important de connaître le fonctionnement et l'utilité de chaque module indépendamment pour comprendre le choix des modules à opérer pour réaliser des mesures données. Par exemple on a :

- **Pump-out module :** ce type de module pompe le fluide dans la colonne de boue à travers le flow-line, jusqu'à l'identification d'un échantillon sans filtrat de boue. Cette démarche se fait généralement à l'aide d'un autre module plus précis pour identifier les fluides c'est l'analyseur de fluide optique (*Optical Fluid Analyser*).

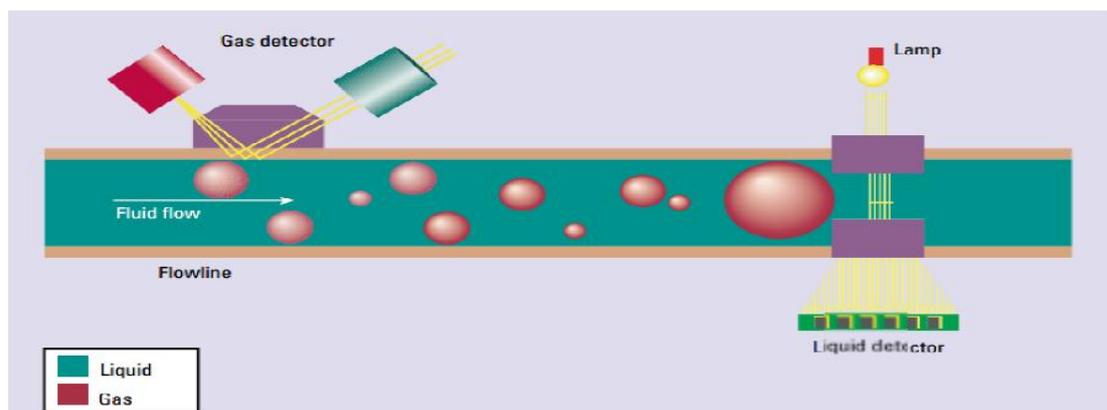


Figure II.21 : Mode opératoire du module Optical Fluid Analyzer (Document Schlumberger, 2002).

- **Dual Packer Module :** Le Dual-packer est utile pour effectuer des mesures de pression et prélever des échantillons de fluide dans des conditions difficiles (formations étroites, fracturées et non consolidées). Il a également été utilisé dans des trous tubés après une opération de perforation. En outre, ce module peut être utilisé pour les tests de contrainte in-situ et les tests de mini-fractures.

- **Optical Fluid Analyzer Module** : L'analyseur optique du fluide est désigné pour identifier la composition du fluide dans le flow-line. Il y a deux cellules optiques indépendantes à travers lesquelles passe le flow-line, une cellule est destinée pour la détection du liquide et l'autre pour la détection du gaz.

b) Applications

Le Modular Dynamique Data permet de :

- Identifier les types de fluide avec leurs densités.
- Identifier les contacts fluides.
- Identifier les barrières verticales et horizontales.
- Détermination de la pression du réservoir.
- Estimation de la perméabilité.

c) Lecture :

Après avoir mesuré les pressions, on trace le diagramme pression-profondeur. On utilise les relations suivantes pour déterminer le gradient de pression et la densité du fluide.

$$G = \left(\frac{P_2 - P_1}{P_{r2} - P_{r1}} \right) (psi/m)$$

$$d = \frac{G}{1.422} (g/cc)$$

Avec :

G : Gradient de pression (Psi/m)

d : Densité du fluide en place (g/cc)

P : Pression (Psi)

Pr : Profondeur (m)

- Si $d < 0,4$ g/cm³, le réservoir est saturé en gaz.
- Si $0,4 < d < 0,6$ g/cm³, le réservoir est saturé en condensat.
- Si $0,6 < d < 0,87$ g/cm³, le réservoir est saturé en huile.
- Si $0,87 < d < 0,9$ g/cm³, le réservoir est saturé en huile lourde.
- Si $0,9 < d < 1$ g/cm³, le réservoir est saturé en eau douce.
- Si $d > 1$ g/cm³, le réservoir est saturé en eau salée.

I.3.6. Rayon d'investigation des différentes diagraphies

La figure (II.27) montre l'étendue du rayon d'investigation des différentes diagraphies ainsi que leur pouvoir de résolution.

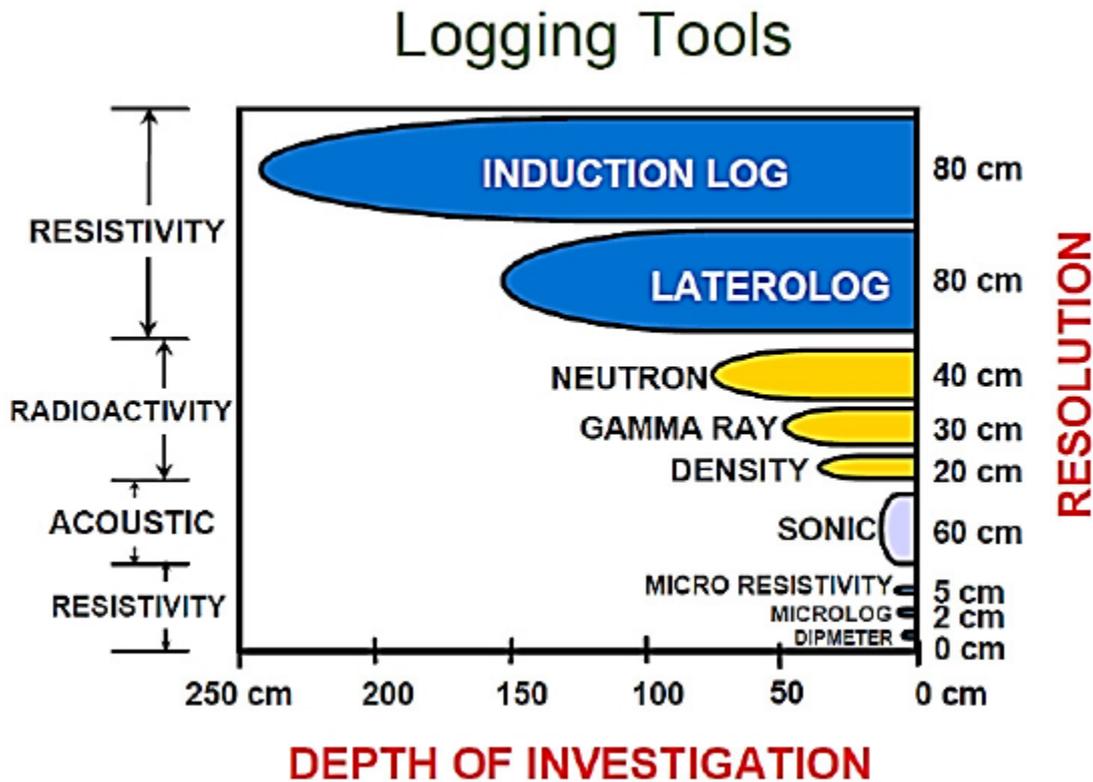


Figure II.22 : Profondeur de l'investigation et résolution verticale de certains outils.

II. Notions de pétrophysique

Une roche sédimentaire est constituée de grains, d'une matrice et de pores qui contiennent les fluides. La matrice lie les grains entre eux. En absence de la matrice, la roche est meuble. En diagraphie, le terme matrice est utilisé pour désigner la partie solide de la roche. Le volume poreux d'une roche est généralement hétérogène, les pores présentant des formes irrégulières.

Les paramètres pétrophysiques peuvent être mesurés à l'aide d'outils diagraphiques au cours de forage dans des conditions de pression et température originelles des formations. Dans le cas où les diagraphies révèlent des intervalles gréseux intéressants, un prélèvement de carotte est effectué et sera ensuite envoyé dans un laboratoire pour analyses et caractérisation. À l'aide de machines appropriées, d'autres mesures complémentaires sont effectuées, bien que les carottes ne soient plus dans leur contexte de température et pression initiales.

La pétrophysique est la discipline qui étudie les propriétés physiques et chimiques des roches en termes de porosité, perméabilité et mécanismes de drainage des fluides saturant le milieu poreux. L'apport particulier de la pétrophysique réside dans la meilleure estimation des réserves d'hydrocarbures et la compréhension du comportement dynamique des réservoirs.

II.1. La composition de la roche

La nature et la composition de la roche sont les premiers paramètres que le géologue tente de déterminer. La roche est composée du contenant représenté par les éléments solides et du contenu représenté par les fluides remplissant les interstices entre éléments solides.

II.1.1. Les éléments solides

- a) **La matrice** : les diagraphistes appellent matrice l'ensemble des éléments solides figurés à l'exclusion des argiles. On distingue :
- **Matrice simple** : ces éléments et le ciment les reliant sont constitués du même minéral.
 - **Matrice complexe** : lorsque ces éléments minéralogiques sont variables ou quand le ciment est de nature différente.
 - **Matrice propre** : la matrice est dite propre si elle ne renferme pas d'argile.
- b) **Les grains** : ce sont les éléments figurés solides de différentes tailles arrondis ou anguleux.
- c) **Ciment** : c'est la matière liante entre les éléments figurés (matrice et grains) qui conduit à la formation de roche compacte.
- d) **Argile** : Les argiles peuvent se présenter sous trois formes différentes dans un réservoir. Cette distribution est contrôlée par l'environnement de dépôt et l'évolution diagénétique (O. SERRA, 1979) :
- **Argiles laminées** : elles correspondent aux argiles déposées en lits fins, entre deux bancs de réservoir (sable, calcaire). Cette catégorie n'affecte pas la porosité utile, la saturation et la perméabilité horizontale des réservoirs.
 - **Argiles dispersées** : elles correspondent à la catégorie d'argiles qui adhèrent aux grains, soit les enduisant, soit en occupant partiellement les pores. De ce fait, les pores sont rétrécis par les grains d'argiles, ce qui contribue à réduire considérablement l'écoulement des fluides et donc à diminuer la perméabilité.
 - **Argiles structurales** : elles correspondent aux argiles qui se présentent sous forme de grains ou de nodules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Elles présentent les mêmes caractéristiques que les argiles laminées. Par contre, au plan de la perméabilité, leur rôle s'apparente à celui des argiles dispersées (**FigureII.28**)

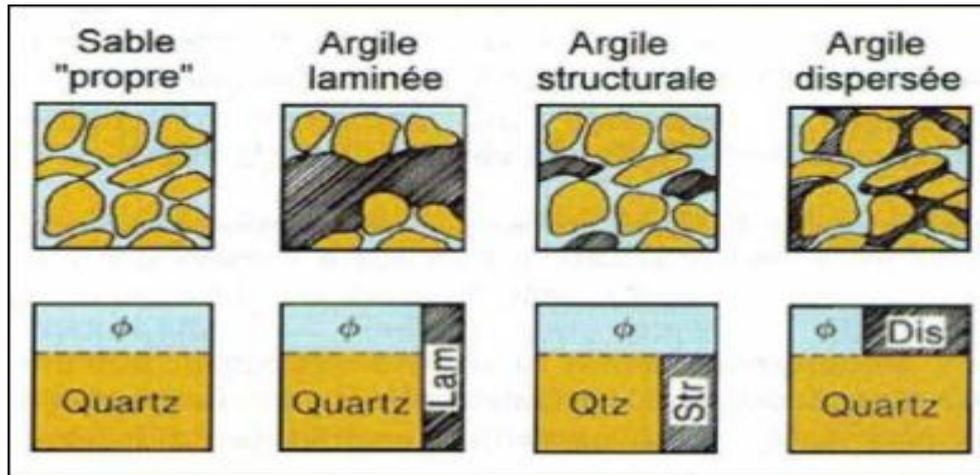


Figure II.23 : Les différents modes de distribution des argiles (Document Schlumberger).

II.1.2. Les fluides

L'organisation des éléments solides (matrice, grains) laisse généralement des vides ou pores qui sont occupés par les fluides de différente nature (gaz, huile, eau). Les roches poreuses contiennent toujours un fluide en quantité plus au moins importante, suivant la porosité et le pourcentage de ces fluides dans les pores, on parle de la saturation.

II.2. Les paramètres pétrophysique de la roche

II.2.1. La porosité

C'est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides. La porosité (Φ ou f) est définie comme le rapport du volume total des vides de la roche (V_p) divisé au volume total de la roche (V_t), elle s'exprime en pourcentages. Elle dépend de la forme, de l'agencement des grains constituant la roche, du classement, de la diagenèse, de la cimentation, de la fracturation et du degré d'altération et de dissolution des niveaux rocheux (Serra, 1979) (**Figure II.29**).

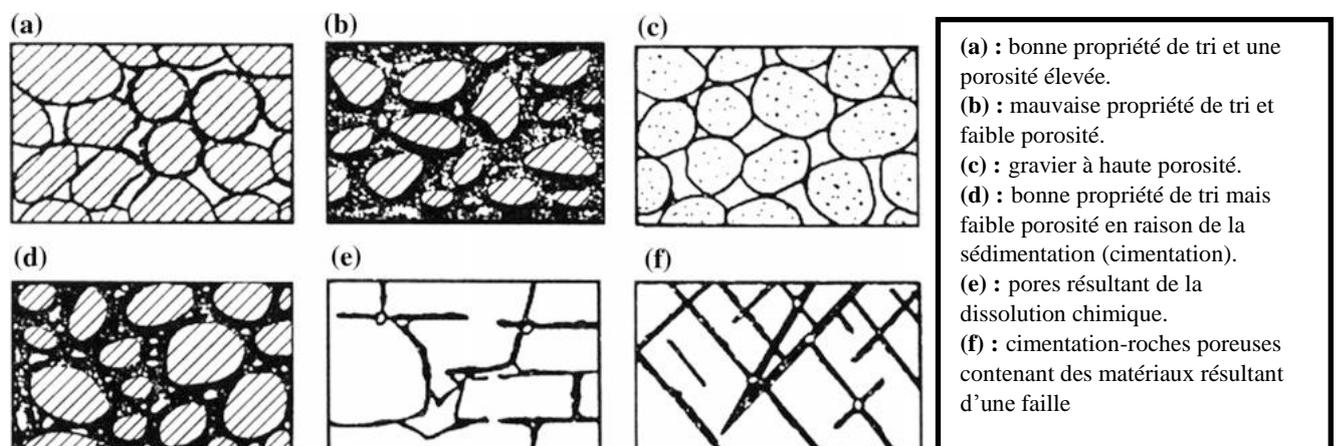


Figure II.24 : Les différents types de pores pouvant exister dans une roche

II.2.1.1. Différents types de porosité

a) La porosité totale

La porosité totale exprime le rapport du volume total des vides connectés ou non, tels que les pores, les fissures, les fractures, les cavités, etc., au volume total de la roche. Elle est donnée par la relation :

$$\phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} * 100 = \frac{V_p}{V_t} * 100$$

- Φ : porosité [%]
- V_t : volume total (ou apparent) de l'échantillon [m³]
- V_p : volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides [m³]
- V_s : volume réel des grains [m³].

La porosité totale englobe :

- **La porosité primaire Φ_p** , qui inclut tous les espaces poreux présents immédiatement après le dépôt final, donc synsédimentaire. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques, elle est intergranulaire. Elle dépend de la forme, de la taille et l'arrangement des grains et surtout de leurs variations.
- **La porosité secondaire Φ_s** résulte des événements post-sédimentaires tels que la dissolution et l'altération qui contribuent à la réduction de l'espace entre les grains et crée la porosité secondaire. On y distingue :
 - Une porosité de cavités, produite par dissolution dans les roches chimiques et biochimiques,
 - La porosité due à l'altération,
 - La porosité de fractures, produite mécaniquement.

De ce fait, la porosité totale est donnée par la formule :

$$\phi_t = \phi_p + \phi_s$$

b) La porosité utile (connectée ou effective) :

C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. Il s'agit des pores interconnectés qui facilitent la circulation des fluides dans la roche (porosité intergranulaire). La porosité est qualifiée de :

- Faible si $\phi < 5\%$
- Médiocre si $5\% < \phi < 10\%$
- Moyenne si $10\% < \phi < 20\%$
- Bonne si $20\% < \phi < 30\%$
- Excellente si $\phi > 30\%$

Lorsque la porosité est inférieure à 25 %, les particules solides de la matrice sont en général cimentées entre elles par du matériel siliceux ou calcaire, ce qui rend ces formations consolidées. Celles-ci peuvent avoir des porosités presque nulles (K.F. Wichtl, 1990).

c) La porosité résiduelle

C'est le rapport du volume des pores qui ne communiquent pas entre eux et avec le milieu extérieur au volume total de l'échantillon.

d) La porosité apparente

On appelle porosité apparente la porosité que les diagraphies fournissent avant toute correction en particulier des effets des argiles qui ont une porosité importante mais non utile.

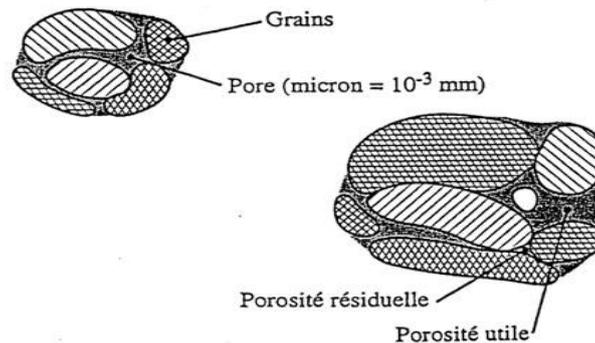


Figure II. 25 : Représentation schématique des pores.

II.2.1.2. Méthodes de calcul des différentes porosités

II.2.1.2.1 : Méthodes directes :

La porosité est mesurée à l'aide d'un porosimètre à mercure. Dans son principe, la méthode consiste à injecter un volume de mercure (sous pression) à l'intérieur de l'échantillon de roche préalablement séché. Le mercure va remplir les vides de l'échantillon donc le volume des pores est celui du mercure injecté et à partir de là on peut estimer la porosité de l'échantillon. Evidemment, seuls les pores interconnectés sont estimés.

II.2.1.2.2. Méthodes indirectes

a) Porosité sonique Φ_s

Elle est calculée à partir de la relation de Wyllie, sur la base du log sonique :

$$\Phi_s = \frac{\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

Φ_s : Porosité sonique.

ΔT_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés.

ΔT_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

ΔT_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{sc} = \Phi_s - (V_{sh} * \Phi_{ssh})$$

Φ_{sc} : Porosité sonique corrigée de l'effet des argiles.

Φ_{ssh} : Porosité sonique des argiles.

V_{sh} : volume d'argile.

b) **Porosité neutron Φ_n**

C'est la porosité donnée par les outils de neutrons calibrés dans les calcaires, une simple correction de lecture en échelle compatible en grès est indispensable, comme suit :

$$\Phi_{n \text{ grès}} = \Phi_{n \text{ calcaire}} + 0.04$$

La valeur de la porosité doit être corrigée une deuxième fois de l'effet des argiles à partir de la relation suivante pour obtenir Φ_{ncsh} :

$$\Phi_{ncsh} = \Phi_n - (V_{sh} * \Phi_{nsh})$$

V_{sh} : volume d'argile.

Φ_{ncsh} : Porosité neutron lue en face des argiles.

La formule finale de calcul de la porosité neutron corrigée Φ_{nc} est :

$$\Phi_{nc} = \Phi_n + 0.04 - (V_{sh} * \Phi_{nsh})$$

c) **Porosité de densité Φ_d**

La porosité de densité de la formation est donnée par la relation suivante sur la base de la lecture d'un log de densité :

$$\Phi_d = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})}$$

Φ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cm³).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité du fluide.

En présence d'argile, la porosité de densité doit être corrigée de l'effet des argiles par la formule suivante :

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - (V_{sh} * \Phi_{dsh})$$

Φ_{dsh} : Porosité de densité des argiles.

d) Porosité utile (ou effective)

En face de bancs gréseux non cavés, la porosité utile se calcule par la formule :

$$\Phi_u = \frac{\Phi_{nc} + \Phi_{dc} + 0.75\Phi_{sc}}{2.75}$$

En face des formations cavées, la porosité utile est égale à la porosité sonique corrigée de l'effet des argiles Φ_{sc} , l'outil sonique étant le moins affecté par la présence des caves :

$$\Phi_u = \Phi_{sc}$$

Remarque : la porosité ne nécessite pas de correction de l'effet d'argiles si $V_{sh} < 10\%$.

II.2.2. La perméabilité

La perméabilité “ k ” est la capacité de circulation d'un fluide (liquide ou gaz) dans une formation. C'est une mesure de la vitesse d'écoulement d'un fluide à travers une section donnée de la formation pour un gradient de pression donné à travers ses parois. Elle est exprimée en Darcy, mais étant donné que les valeurs de la perméabilité sont souvent faibles on utilise le milli-darcy (md). Contrairement à la porosité, la perméabilité dépend fortement de la texture : taille des grains (arrondi ou sphéricité, classement) et des pores dans la roche, si la taille des pores est faible donc la perméabilité sera incidemment faible (K.F, Witschtl,1990).

II.2.2.1. Types de perméabilité

- a. **Perméabilité spécifique ou absolue K_s :** c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide homogène qui est présent dans la roche. Et comme dans le cas réel, un réservoir pétrolier renferme plusieurs fluides (eau, gaz, huile), leurs débits respectifs influencent la perméabilité de la roche. Alors, il faut donner la perméabilité pour chaque fluide : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.
- b. **Perméabilité effective K_e :** quand un fluide existe dans la porosité de la roche en présence d'un ou plusieurs autres fluides (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide. La perméabilité effective est toujours inférieure à la perméabilité absolue.
- c. **Perméabilité relative K_r :** c'est le rapport de la perméabilité effective K_e sur la perméabilité spécifique K_s . La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

$$K_r = \frac{K_e}{k_s}$$

II.2.2.2. Mesure de la perméabilité

a. Mesure directe

La perméabilité absolue se déduit de la loi de darcy :

$$Q = K \frac{1 S}{\mu H}$$

Donc :
$$K = \frac{\mu Q H}{S \Delta P}$$

Avec

Q : débit du fluide à travers l'échantillon (cm³/s)

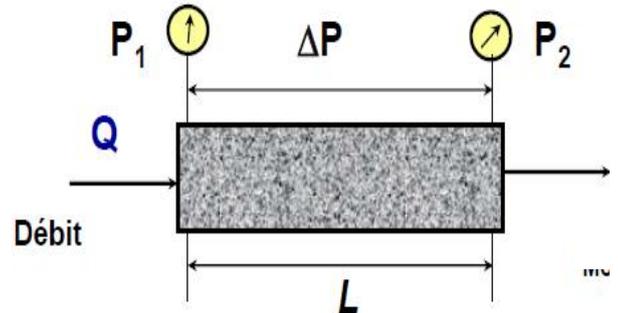
μ : viscosité en centipoises

S : surface de la section de l'échantillon en cm²

H : épaisseur en cm.

DP = P₂ – P₁ : différence de pression entre l'amont et l'aval de l'échantillon en atmosphère.

K : perméabilité en darcy.



b. Mesure indirecte

Les mesures indirectes sont extraites à partir des diagraphies (MDT « Modular Formation Dynamics Tester ») et les Tests de formation DST (Drill Stem Test).

II.2.2.3 : Classification de la perméabilité

La perméabilité est considérée comme :

- Très faible si $K < 1 \text{ mD}$
- Faible si $1 \text{ mD} < K \leq 10 \text{ mD}$
- Médiocre si $10 \text{ mD} < K \leq 50 \text{ mD}$
- Moyenne si $50 \text{ mD} < K \leq 200 \text{ mD}$
- Bonne si $200 \text{ mD} < K \leq 500 \text{ mD}$
- Excellente si $K > 500 \text{ mD}$

Remarque : Les perméabilités des meilleurs réservoirs pétroliers sont de l'ordre de quelques Darcys. Pour un gisement de gaz, la perméabilité minimale pour permettre l'écoulement est de l'ordre de 0.1 mD, pour un gisement d'huile de l'ordre de 10 mD (K.F, Witchtl,1990).

II.2.3. La Résistivité et conductivité

II.2.3.1. Résistivité (R)

La résistivité d'une formation exprime son degré d'opposition au passage du courant électrique. Son unité est l'Ohm.m (Ω.m). Elle dépend de :

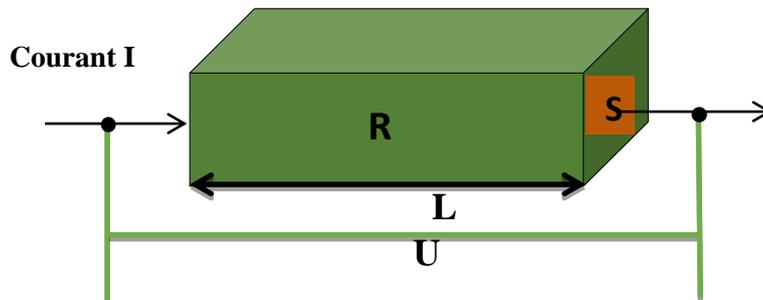
- La résistivité propre de l'eau envahissant les pores,
- La quantité de cette eau dans la roche donc la porosité et la saturation,

Chapitre II : Diagraphies et notions de pétro-physique

- La lithologie et la texture de la roche (la nature et le pourcentage des minéraux argileux et la répartition des pores dans la roche).

a. Principe de mesure de résistivité :

En électricité :



$$R = \frac{U}{I}$$
$$R = \frac{\rho \cdot L}{S}$$

R : résistance en ohm
 ρ : résistivité en ohm.m
L : longueur en mètre ;
S : section en m²
I : courant électrique.

La connaissance de la résistivité est particulièrement nécessaire pour le calcul de la saturation. Elle peut être mesurée de différentes façons tel que les diagraphies électriques (polarisation spontanée) et les cartes de salinités, mais quel que soit l'outil retenu le principe fondamental est le même : une source émettrice (électrode solénoïde) envoie un signal (courant électrique, champ électromagnétique) et un dispositif de mesure (récepteur) situé à une certaine distance de la source, appelée enregistre les réactions du terrain à ce signal.

Remarque : La résistance dépend de la forme géométrique du matériau. Pour les diagraphies, comme la forme est inconnue, on utilise la résistivité.

b. Classification des roches selon la résistivité :

• Les formations à résistivité faible à moyenne :

Elles ne peuvent correspondre qu'à des roches conductrices, soit parce que elles sont poreuses et quelle renferment des fluides, soit parce qu'en plus d'une porosité connectée, elle présente une conductivité de surface (argiles à l'eau liée).

• Les formations à résistivité élevée $\geq 100 \Omega.m$:

Elles peuvent correspondre aux :

- roches ignées non altérées ou fracturées.
- roches métamorphiques, non altérées ou fracturées.
- roches sédimentaires à porosité nulle (les roches chimiques de type évaporite) ou très faible (calcaire, quartzite, etc.)
- roches poreuses (réservoir) qui renferment des fluides non conducteurs (hydrocarbures, eau douce, etc.)

Qualitativement, la résistivité d'une formation exprime son aptitude à se laisser traverser par un courant électrique. Elle s'exprime en Ohm.m ($\Omega.m$). Elle dépend surtout de :

- La résistivité propre de l'eau de formation envahissant les pores.
- La texture de la roche (mode de répartition des pores, des argiles et des minéraux conducteurs).

c. Détermination de la résistivité de la formation (R_t) :

La résistivité R_t permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs d'où par la suite la saturation en hydrocarbures. Elle est lue sur le log de résistivité.

d. Détermination de la résistivité de l'eau de formation (R_w) :

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre important pour le calcul de la saturation en eau. Cette dernière est très sensible à la variation de R_w . La détermination de la résistivité de l'eau de formation peut se faire par plusieurs méthodes :

- A partir des essais de production des puits voisins.
- A partir des cartes de salinités régionales.
- A partir des diagraphies différées (polarisation spontanée).

II.2.3.2. La conductivité (C)

C'est l'inverse de la résistivité. Elle caractérise la propriété d'un corps à accepter de laisser passer le courant. La conductivité C est exprimée en Siemens/m $C = \frac{1}{R}$ ou en mSiemens/m ou mmho/m $C = \frac{1000}{R}$

a. Types de conductivité

La conductivité électronique (de type métallique) : c'est celle que présentent des corps tels que les sulfures, le graphite, les métaux natifs, etc.

La conductivité électrolytique : c'est celle que présente l'eau contenant un sel dissous.

II.2.4. La saturation (S)

La saturation en fluide (eau, gaz, huile) est définie par le rapport du volume du fluide considéré au volume des pores de l'échantillon. En général, la saturation d'une roche (**Figure II.31**) en fluides est exprimée en % du volume des pores. Elle est désignée par la lettre S :

$$S = \frac{\text{volume des fluides}}{\text{volume des pores}}$$

On définit ainsi une Saturation en eau S_w , une saturation en huile S_o et une saturation en gaz S_g . Il reste toujours de l'eau piégée dans les pores d'une roche réservoir, appelée eau interstitielle. La saturation en eau interstitielle (S_{wi}) varie entre 10 et 35 %. S_{wi} est appelée aussi saturation en eau initiale.

Dans une zone à eau et à hydrocarbures :

$$V_{\text{pore}} = V_w + V_{hc}; \quad ; \quad S_w = \frac{V_w}{V_{\text{pore}}}; S_{hc} = \frac{V_{hc}}{V_{\text{pore}}} \quad S_w + S_{hc} = \frac{V_w + V_{hc}}{V_{\text{pore}}}$$
$$\Rightarrow \quad S_{hc} = 1 - S_w$$

Dans une zone à huile : $S_o = 1 - S_w$

Dans une zone à gaz : $S_g = 1 - S_w$



Figure II.26 : Lame mince montrant la saturation en huile.

II.2.4.1. Estimation de la saturation en eau S_w

II.2.4.1.1 : Dans une formation propre :

On parle de formation propre quand le volume des argiles est inférieur à 10 ($V_{sh} < 10\%$), on utilise la loi d'Archie généralisée pour le calcul de la saturation en eau (S_w).

Loi d'Archie : c'est une loi qui découle d'une expérimentation, elle met en valeur la résistivité vraie de la formation R_t , de la saturation en eau S_w et de la porosité ϕ .

On a :
$$R_t = R_w * a * \phi^{-m} * S_w^{-n}$$

Et :
$$F = a * \phi^{-m} = F = a \frac{1}{\phi^m}$$

$$S_w^n = \frac{R_w}{R_t} * F = S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w}{R_t}} * F$$

Où :

S_w : la saturation en eau.

R_w : la résistivité de l'eau de formation.

R_t : la résistivité vraie de la formation (zone vierge).

n : exposant de saturation déterminé empiriquement, varie entre 1.2 et 2.2.

F : facteur de formation. Où :

ϕ : porosité.

a : constante de lithologie (0,6 – 1).

m : facteur de cimentation.

II.2.4.1.1. En présence d'argiles dans le réservoir :

On dispose de plusieurs formules de saturation en eau de formation selon le mode de distribution des argiles (dispersées, laminées ou structurales), présentées ci-dessous :

- Cas d'argiles laminées :

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) * \left(\frac{F * R_w}{1 - V_{sh}}\right)}$$

- Cas d'argiles structurales :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} * S_w + \frac{S_w^2}{F * R_w(1 - V_{sh})}$$

- Cas d'argiles dispersées : (formule de Simandoux)

$$S_w = \frac{a * R_w}{2 * \Phi^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4 * \Phi^m}{a * R_w * R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$$

Avec :

R_w : résistivité de l'eau de formation.

R_t : résistivité de la zone vierge.

R_{sh} : résistivité des argiles.

V_{sh} : volume des argiles.

Φ_u : porosité utile.

a : Constante lithologique, selon Archie, **a** varié entre 0.62 pour les grès à 1 pour les formations bien consolidées. Pour les réservoirs à porosité intragranulaire (de fractures), ce facteur est supérieur à 1.

m : Facteur de cimentation (par défaut m = 2).

n : Exposant de la saturation en eau (par défaut n = 2).

F : Facteur de formation, c'est le rapport entre la résistivité **R₀** d'un réservoir propre saturé en eau à 100 % et la résistivité de cette eau : **F = R₀/R_w**.

Le facteur de formation est fonction de la porosité utile et des coefficients matriciels **a** et **m**, il s'exprime par la relation : **F = a/Φ^m**.

III. Conclusion :

Dans le but de caractériser la qualité des réservoirs des unités A1 et A2 du silurien argilo-gréseux, dans le bassin de Berkine Est, nous avons eu recours à des différentes méthodes diagraphiques exécutées dans les puits P1 et P2, afin d'évaluer les paramètres pétro-physiques fondamentaux, la qualité et la nature des fluides existants dans ces réservoirs étudiés.

Nous avons utilisé différentes méthodes diagraphiques telle que le Gamma Ray, Neutron, Densité, Sonique et Résistivité, qui dans un cas classique, à partir de leurs enregistrements, nous allons pouvoir calculer les différents paramètres pétro-physiques tel que la porosité, la saturation qui est influencé par le type de distribution des argiles, travers les formules citées dans ce chapitre, qui vont nous aider à déterminer le type de réservoir et la nature de fluides.

Or dans certains cas, on a l'influence des facteurs lithologique de réservoir ou/et les conditions en relation avec le forage, comme c'est le cas dans le réservoir silurien argilo-gréseux, où les grès renferment des proportion d'argiles, qui peuvent modifier certains paramètres tel que la résistivité des formation réservoir, et entraînent plusieurs anomalies, parmi eu le phénomène de basse résistivité, qui fait biaisé le résultat et faussé l'interprétation, concernant la nature de fluide contenu dans le réservoir, en indiquant que c'est un réservoir saturé en eau, au lieu d'un réservoir saturé en hydrocarbures.

Pour dépasser ce phénomène, on fait appel à d'autres méthodes diagraphiques plus sophistiquées, telle le Modular dynamic tester (MDT), pour mettre en évidence à partir de prélèvement d'échantillons dans le réservoir, et la mesure de pression, d'identifier la nature de fluide contenus réellement dans le réservoir silurien étudié (eau, hydrocarbures).

Le Silurien argilo-gréseux (SAG) se caractérise par une composition lithologique complexe qui affecte les mesures diagraphiques. Pour cela, la compréhension de la qualité des dépôts sédimentaire qui constitue ces formations est importantes. L'analyse des enregistrements diagraphiques, notamment le Gamma Ray, nous apporte des informations qui aide à l'interprétation lithologiques, et préciser les limites/épaisseurs des couches des couches réservoirs, calculer et estimer le pourcentage (%) d'argiles dans ces couches, comme il sert aussi à effectuer un découpage séquentiel et identifier les limites de séquences, électro-séquences et électrofaciès (cortèges), qui vont servir à l'identification de la nature lithologique, granulométrie, et à la reconstitution de l'évolution des faciès et environnements de dépôts ,et faire une corrélation entre puits, pour mettre en évidence l'extension et la continuités de ces environnements.

Chapitre III :

Découpage séquentiel et corrélation entre puits

**Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique et étude du phénomène de basse résistivité dans le réservoir silurien argilo-gréseux du bassin de berkine (Région de Zemlet En Naga et Zemoul el Kbar, Berkine Est)
Master-Bassins Sédimentaires
(HAROUN T ; ALLOUACHE S, 2020.)**

I. Présentation de la région étudiée :

La structure sur laquelle est implanté le puits P1 se situe dans la partie sud-ouest du bloc 403c/e du périmètre de recherche Zemlet En Naga. Et le puit P2 qui est situé dans le bloc 403d du permis Zemoul El Kbar II, sur la bordure nord-ouest de bassin de berkine. La surface du terrain est dominée par des champs de dunes longitudinales.

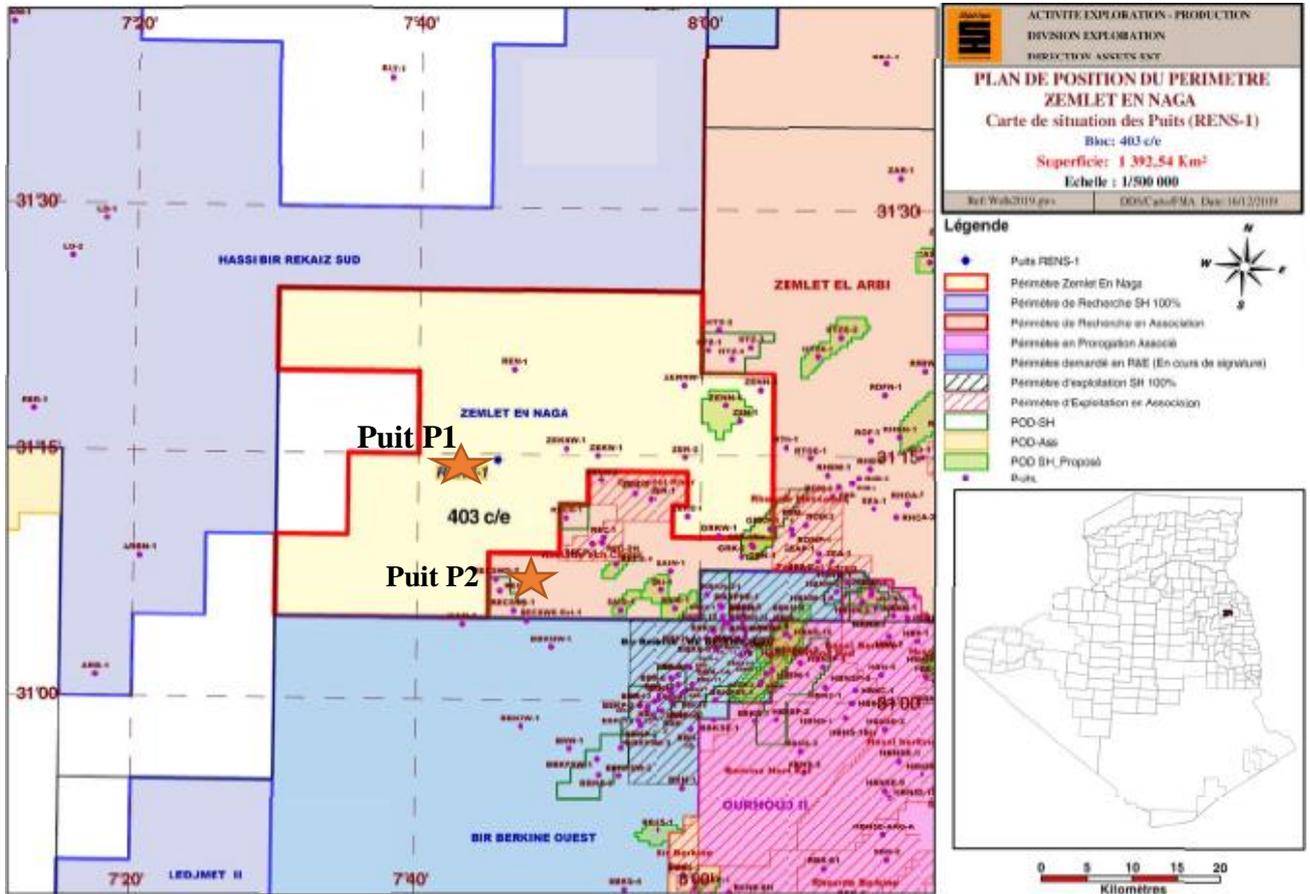


Figure III.1 : Localisation des puits P1 dans le périmètre de Zemlet en naga, et P2 dans le périmètre de Zemoul el Kbar. (Sonatrach, 2020).

I.1 : Contexte structural :

Le périmètre de recherche Zemlet En Naga et du Zemoul el Kbar sont situés dans la partie ouest du bassin de Berkine. La structuration polyphasique de cette région sous l'effet des événements tectoniques hercyniens, autrichiens et tertiaires a conduit à l'individualisation des axes structuraux NE-SW et NW-SE, avec formation de fermetures anticlinales accidentées ou fermetures monoclinales contre-failles, constituant ainsi des pièges pour l'exploration pétrolière. Les formations paléozoïques ont un pendage régional vers le sud-est et sont progressivement érodées vers l'ouest et nord-ouest, tandis que les formations post-hercyniennes (mésocénozoïques) remontent vers le NW.

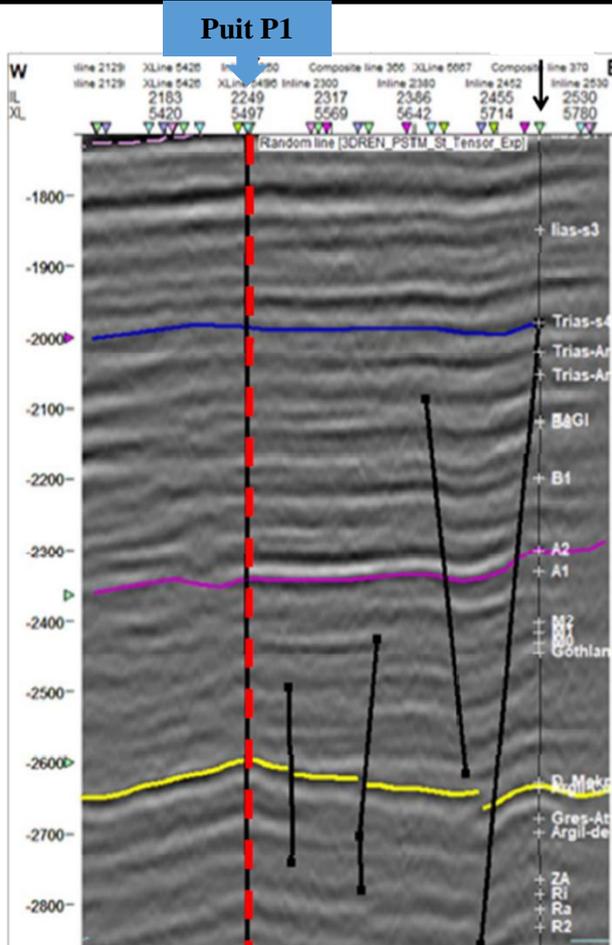
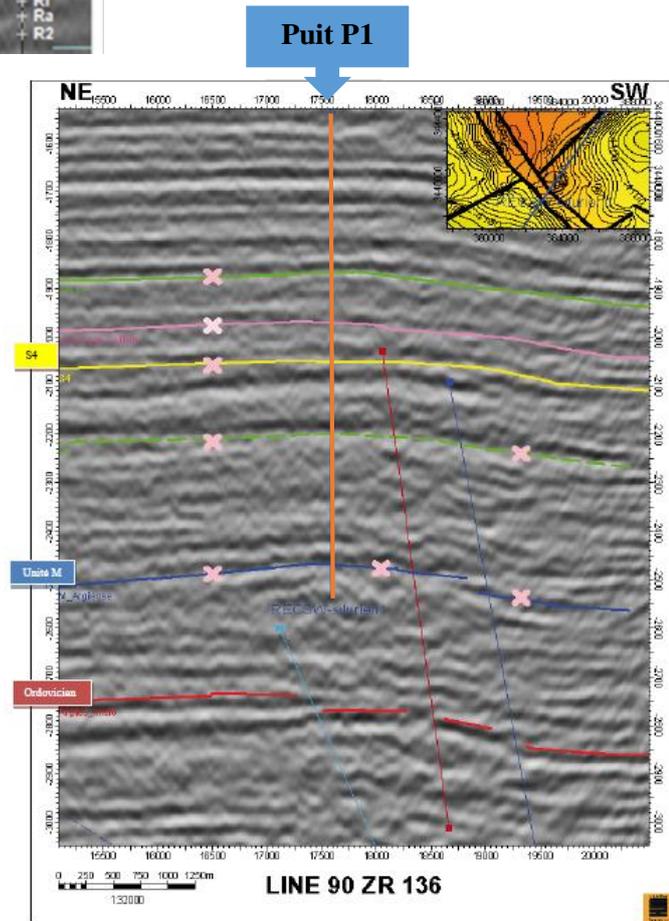


Figure III.2 : Coupes sismiques orientée W et E passant par le puits P1 (Sonatrach, 2020).

Figure III.3 : Coupes sismiques orientée NE et SW passant par le puits P2 (Sonatrach, 2012).



I.1.1 : Carte en isobathes au toit du SAG « A2 » :

La carte en isobathes établie au toit de l'unité A2 du SAG (Figure) a été réalisée par rapport au niveau marin, avec une équidistance de 5m entre les courbes de niveau. Elle montre une fermeture anticlinale orientée NE-SW, limitée au NW par une faille normale orientée NE-SW de faible rejet de 5 à 20m. A l'est, cette structure est délimitée par des failles normales orientées NW-SE et de rejets qui varient de 5 à 65m.

Cette structure présente une superficie maximale d'environ 13 km², à la courbe de niveau - 3530 m, avec une amplitude de 30m.

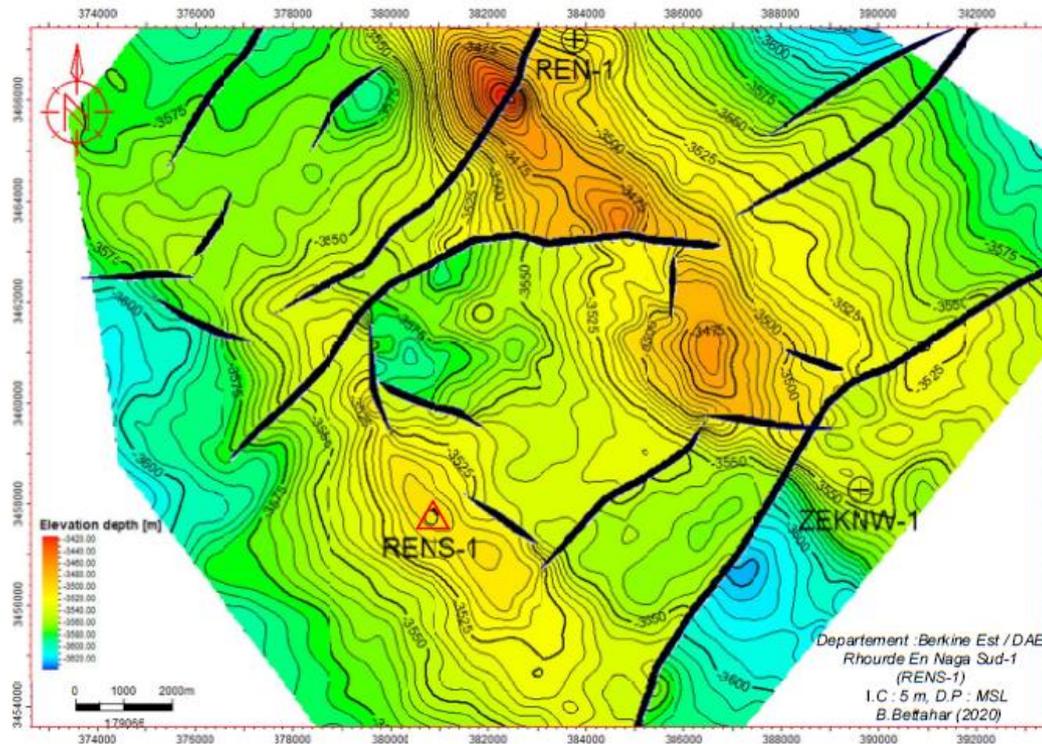


Figure III.4 : Carte en isobathes au toit de l'unité SAG « A2 ».

I.2 : Contexte stratigraphique :

La coupe stratigraphique type dans le bloc 403c/e du périmètre de recherche Zemlet En Naga et Zemoul El Kbar est partiellement érodée (Rapport Sonatrach 2012 et 2020). Elle est caractérisée par l'affleurement du Gédinnien sous la discordance hercynienne dans la partie sud du bloc 403 c/e et du Silurien argilo-gréseux (unités B) dans sa partie nord. Le TAGI est dominé par des dépôts fins de plaine d'inondation fluviale et repose directement sur les unités « B » du SAG dans la région Rhourde En Naga sud (Figure III.4).

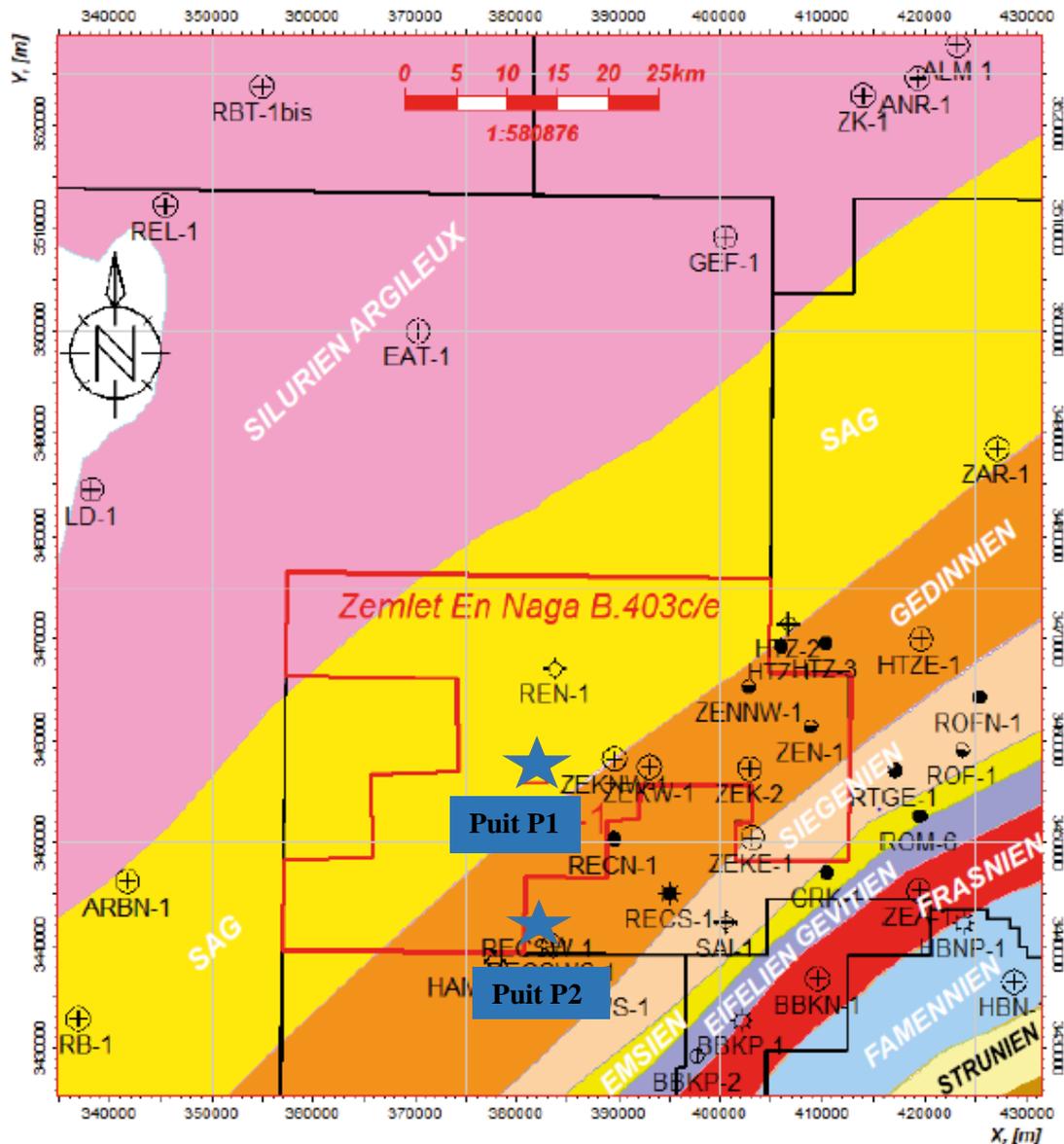


Figure III.5: Ecorché géologique à la discordance hercynienne.

La colonne stratigraphique totale dépasse les 5000 m d'épaisseur. Elle est constituée par les séries paléozoïques, représentées généralement par des dépôts clastiques d'origine fluviatile, fluvio-glaciaire et marine, allant du Cambrien au Dévonien, surmontées en discordance par les formations mésozoïques, caractérisées par des alternances de séries évaporitique importantes, carbonatées et détritiques et se terminant par les dépôts argilo-gréseux du Mio-Pliocène.

Le Silurien est composé de plusieurs unités lithostratigraphiques qui sont dénommées **M1**, **M2**, **A1**, **A2**, **B1** et **B2**. Nous passons en revue ces principales unités lithostratigraphiques.

- **Unité SAG « B2 »** (Prof. :3371 – 3540 m), ép. :169 m.

Alternance de grès gris blanc à blanc beige, localement gris verdâtre, très fin à fin, fin à moyen par endroits, siliceux à silico-argileux, friable, localement blanc beige à blanc, translucide, fin, siliceux à silico-quartzitique, dur et d'argile grise à gris clair, parfois gris sombre, tendre à indurée, silteuse, feuilletée.

Chapitre III : Découpage séquentiel et corrélation entre puits

- **Unité SAG « B1 »** (Prof. :3540 – 3671 m), ép. :131 m.

Alternance d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée, silteuse a fortement silteuse, finement micacée et de grès gris beige, très fin à fin, parfois moyen, silico-argileux, friable, localement gris blanc, translucide, silico-quartzitique, dur. Présence de traces de pyrite.

- **Unité SAG « A2 »** (Prof. :3671 – 3759 m), ép. :88 m.

Grès gris blanc à gris clair, translucide, très fin à fin, argileux, moyennement consolidé à friable, localement siliceux et dur, avec des intercalations d'argile gris claire à gris vert, indurée, silteuse, finement micacée, plus ou moins feuilletée.

- **Unité SAG « A1 »** (Prof. :3759 – 3826 m), ép. :67 m.

Grès blanc à blanc beige très fin, moyen, à parfois siliceux à silico-argileux, friable, localement gris blanc, argileux, moyennement à bien consolidé, rarement blanc à gris clair, brun, très fin à fin, siliceux compact, dur. Intercalations d'argile grise à gris foncé, indurée, silteuse, finement micacée, plus ou moins feuilletée. Présence de traces de pyrite.

- **Unité SAG «M2 Argileuse »** (Prof. :3826 – 3891 m), ép. :65 m.

Argile gris-foncé à gris-noir, silteuse, indurée, finement micacée, feuilletée. Présence de grès blanc à gris-blanc, silico-quartzitique, dur.

- **Unité SAG « M2 »** (Prof. :3891 – 3937 m), ép. :46 m.

Cette unité est gréseuse devient plus argileuse vers le nord. En générale elle est représentée par de fines passées de grès gris blanc, très fin à fin, argileux, bien consolidé, localement siliceux, compact, dur et de silt gris blanc, dur. Présence de traces de pyrite.

- **Unité SAG « M1 »** (Prof. :3937- 4025 m), ép. :88 m.

Argile grise à gris clair, indurée, silteuse, finement micacée, feuilletée. Fines passées de grès gris blanc, très fin à fin, argileux, bien consolidé et de silt gris blanc, dur. Présence de traces de pyrite.

- **Silurien Argileux et Radioactif** (Prof. :4025 – 4361 m), ép. :336 m.

Argile gris foncé, microcristalline, silteuse, finement micacée, feuilletée, indurée, localement tendre, charbonneuse, traces de calcite blanche, avec de fines passées de calcaire blanc à gris blanc, microcristallin, dur et fines intercalations de grès gris clair, localement gris sombre, très fin à fin, siliceux à silico quartzitique, dur, parfois argileux. Abondance de pyrite.

Etage	Sous-unités	Epaisseur	Lithologie	Description
Silurien	F6	B2	169m	Argiles et grès
		B1	131m	Argiles et grès
		A2	88m	Argiles et grès
		A1	67m	Grès fin à moyen
		M2	79-84m	Argiles indurée + grès
		M1	88m	Argiles à passées de grès
	Silurien argileux a graptolites	19-274m	Agriles noire à graptolite	

Figure III.6: log stratigraphique des unités du Silurien.

III. Concepts de la stratigraphie séquentielle :

La stratigraphie séquentielle est une méthodologie qui fournit un cadre aux éléments de tout environnement de dépôts, facilitant ainsi les reconstructions paléogéographiques et la prédiction des faciès et des lithologies. Elle permet de définir un cadre chronostratigraphique utilisable tant à l'échelle globale qu'à l'échelle régionale.

Les modèles d'empilement des strates permettent de déterminer l'ordre dans lequel les strates ont été déposées (la chronologie) et expliquent les relations géométriques et structurales intrinsèques de ces strates. Le principal outil utilisé dans l'analyse de la stratigraphie séquentielle est le motif d'empilement des strates ainsi que les surfaces clefs reliant les successions définies par différents motifs d'empilement stratigraphiques. La stratigraphie séquentielle s'appuie sur trois concepts primordiaux qui sont : « la **séquence**, les **cortèges sédimentaires** (Systems Tracts) et la **paraséquence** » (Catuneanu, 2011).

Elle intègre tous les autres types de stratigraphie et s'appuie sur la stratigraphie sismique. La méthodologie de la stratigraphie séquentielle a gagné une popularité considérable chez les praticiens intéressés par divers aspects de l'enregistrement stratigraphique, et ses applications ont été étendues à tous les milieux sédimentaires, tectoniques et climatiques, du Précambrien aux successions phanérozoïques (Catuneanu, 2014).

III.1 : Notions de base de la stratigraphie séquentielle :

➤ Espace d'accommodation :

C'est l'espace disponible pour l'accumulation des sédiments, c'est-à-dire l'épaisseur de la tranche d'eau entre le fond marin et la surface de l'eau (ou profondeur relative). Le potentiel d'accommodation (ou accommodation) est la vitesse de création d'espace d'accommodation. L'espace d'accommodation varie dans le temps et l'espace et dépend de trois facteurs :

- L'eustatisme ou les variations du niveau marin ; □ La subsidence (tectonique, sédimentaire) ;
- Le taux d'accumulation des sédiments.

La somme de ces différents paramètres et leur interaction aboutit soit à la création d'espace disponible, soit à sa suppression. L'espace disponible crée peut ou non être compensé par la sédimentation (Vail et al., 1991) (**Figure III.7**).

Le rapport accommodation sur sédimentation (A/S) peut indiquer s'il s'agit d'une sédimentation, d'un non dépôt, ou bien d'une érosion (**Figure III.8**). Ce rapport a été utilisé pour l'analyse des systèmes carbonatés évoluant au cours du temps. Il détermine l'architecture de l'empilement des corps sédimentaires ; c'est ainsi que :

- La progradation est obtenue avec un rapport $A/S < 1$,
- La rétrogradation est obtenue avec $A/S > 1$,
- L'aggradation est obtenue avec $A/S = 1$ ou en progradation en régime de régression forcée ($A/S < 0$).

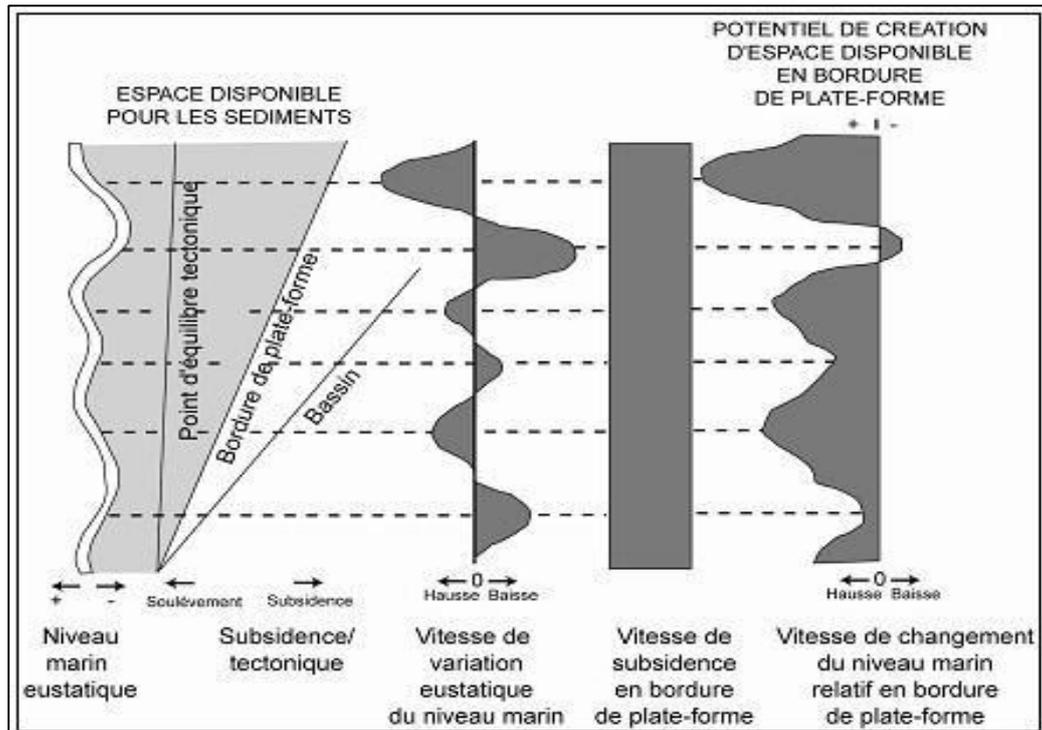


Figure III.7 : Principaux paramètres affectant la géométrie des corps sédimentaires et variation du taux d'accommodation (Vail et al., 1987).

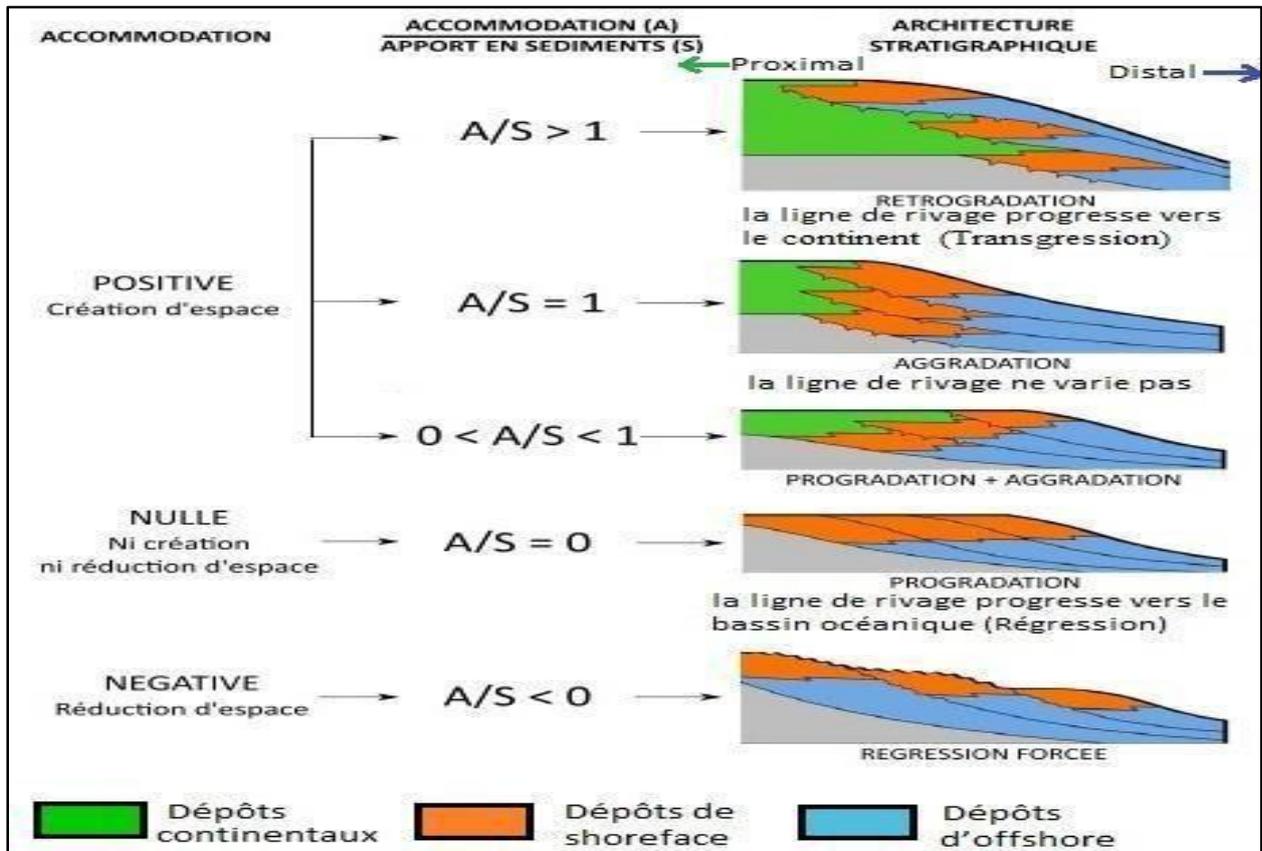


Figure III.8 : Relations entre vitesse d'accommodation / vitesse de sédimentation et architecture stratigraphique (Jonathan, 2018).

III.2: Les unités de la stratigraphie séquentielle :

III.2.1 : Concept de séquence :

La séquence était à l'origine définie comme une unité stratigraphique non-conforme délimitée (Sloss 1963) pour être ensuite révisé pour inclure une succession relativement conforme de strates génétiquement reliées, délimitées par des discordances ou par des discontinuités corrélatives.

Le développement continu de la conception de la séquence stratigraphique dans les années 1980 à 1990 a abouti à une diversification des approches et la définition de plusieurs types de séquences :

a) Séquence de dépôt :

Elle se forme pendant un cycle complet de changement du niveau marin relatif, qui implique à la fois une augmentation (positif) et une diminution (négatif) dans l'espace disponible à remplir pour les sédiments. La formation de limites de séquences de dépôt nécessite des périodes d'accommodation négative.

La dépendance des séquences de dépôt vis-à-vis de l'accommodation négative que ce soit dans les environnements continentaux ou marins, en plus de la nature des surfaces limites, distingue les séquences de dépôt des autres types d'unités stratigraphiques de séquence, dont la formation peut ne pas nécessiter d'accommodation négative (c.-à-d. : paraséquences, séquences stratigraphiques génétiques, séquences TR (transgression-régression) au sens de Johnson et Murphy (1984)).

b) Séquence génétique :

La formation de séquences stratigraphiques génétiques dépend du développement de surfaces d'inondation maximales (Maximum Flooding Surface ou MFS), qui se forment pendant les périodes d'accommodation positive. Elle ne nécessite pas d'étapes d'accommodation négative. Une séquence stratigraphique génétique correspond à un cycle régressif-transgressif, qui peut se produire pendant un cycle complet de changement en accommodation ou lors d'une étape d'accommodation positive. Dans ce dernier cas, la séquence stratigraphique génétique ne comprend pas les stades de chute et des systèmes de faible altitude, ni aucune surface stratigraphique séquentielle exclusivement associée à la régression forcée.

c) Séquence transgressive régressive :

La séquence transgressive-régressive (T-R) est une séquence stratigraphique délimitée par des surfaces régressives maximales (Johnson, 1984). Comme dans le cas de la séquence génétique la séquence T-R peut être générée soit pendant des cycles d'accommodation complets positif/négatif ou des périodes d'accommodation positive.

III.2.2 : La paraséquence :

Une paraséquence est une succession de faciès ascendants peu profonds délimités par des surfaces d'inondation marine (Van Waggoner et al., 1990). Les paraséquences peuvent se former et prograder pendant les périodes d'accommodation positive globale (c.-à-d. régression ou transgression normale) ou d'accommodation négative globale (c.-à-d. régression forcée).

Cependant, il n'y a pas d'accommodation négative pendant la période de formation de la limite de paraséquence.

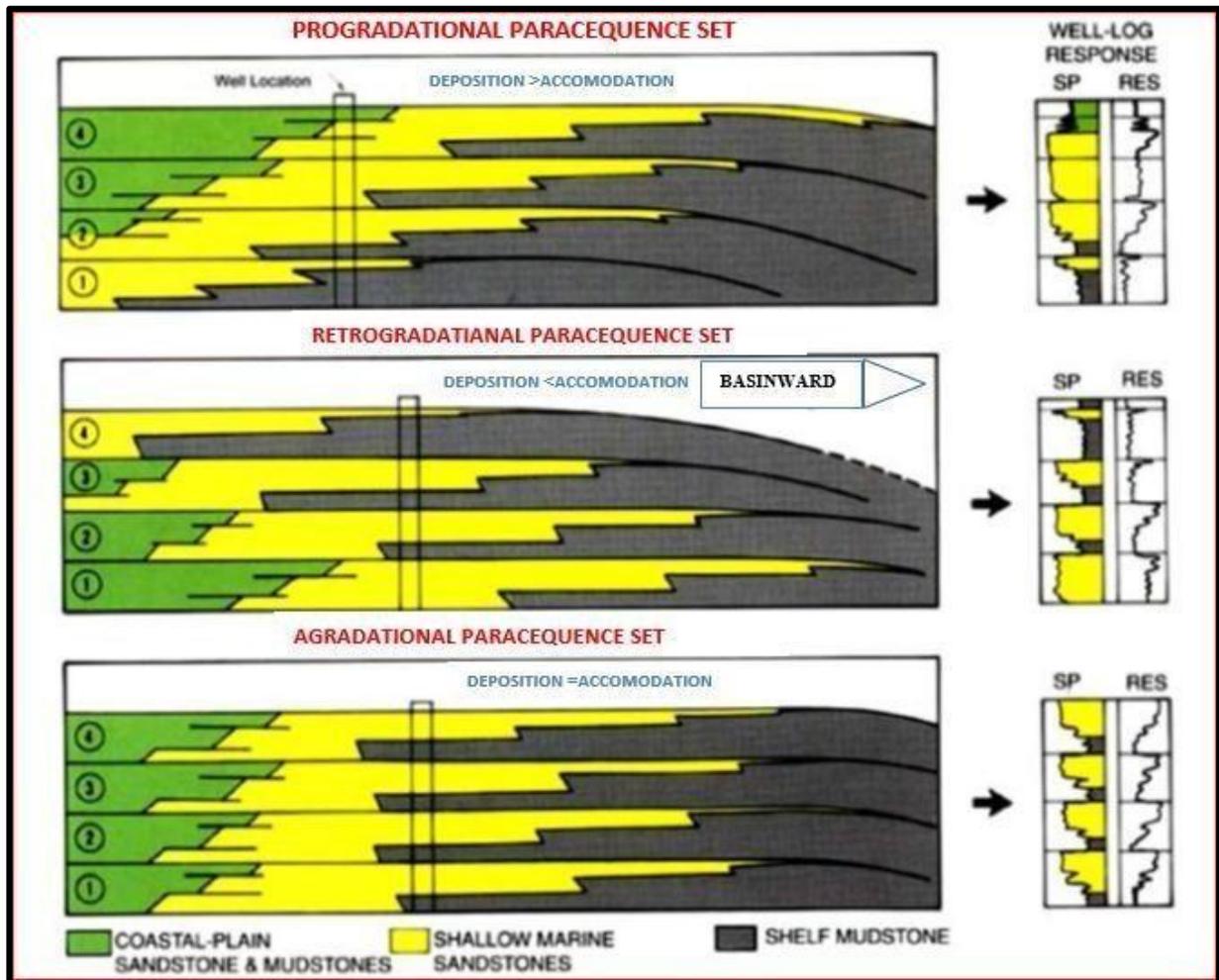


Figure III. 9 : Illustration de l'ensemble des paraséquences, (Van Wagoner et al., 1988).

III.2.3: Concept de cortège sédimentaire :

Un cortège sédimentaire est composé d'un ensemble de termes/strates de dépôt (ou de bancs) limité par des discontinuités sédimentaires (MITCHUM et al., 1977). Chaque cortège correspond à une portion de la courbe de variation du niveau marin relatif et se distingue par ses limites et sa géométrie. À l'échelle de l'affleurement, les grandes géométries sont invisibles, et la notion de cortège sédimentaire est remplacée par celle de dépôt (STRASSER et al., 1999).

Les cortèges sédimentaires sont définis suivant le contexte eustatique prédominant lors de leurs dépôts : bas niveau marin, transgressif, haut niveau marin, Cortège de régression forcée et Cortège régressif.

a) Cortège de bas niveau marin (Lowstand Systems Tract) « LST » :

Le cortège de bas niveau marin (LST) correspond aux dépôts qui s'accumulent pendant la régression normale. Il est délimité à la base par la discordance subaérienne et / ou sa conformité corrélatrice et la limite supérieure est représenté par la surface régressive maximale retravaillée en partie par la surface transgressive d'érosion (transgression accompagnée d'une agressivité fluviale).

b) Cortège transgressif (Transgressive Systems Tract) « TST » :

Il comprend les dépôts accumulés depuis le début de la transgression jusqu'au moment de la transgression maximale de la côte. Le système transgressif est défini par un empilement rétrogradant. Il est délimité à la base par la surface régressive maximale (MRS), et au toit par la surface d'inondation maximale (MFS).

c) Cortège de haut niveau marin (Highstand Systems Tract) « HST » :

Il englobe les dépôts progressifs qui se forment lorsque le taux d'accumulation de sédiments dépasse le taux d'augmentation de l'accommodation. Il est délimité par une surface d'inondation maximale (MFS) à la base, et par une surface composite au sommet qui comprend la discordance subaérienne (SU), la surface régressive d'érosion marine (RSME) et la surface basale de régression forcée (BSFR).

d) Cortège de régression forcée (Falling-Stage Systems Tract) « FSST » :

Le FSST comprend tous les dépôts régressifs qui s'accumulent après le début d'une baisse relative du niveau de la mer et avant le début de la prochaine montée relative du niveau de la mer. Le FSST est le produit d'une régression forcée. Il est limité à la base par la surface de régression forcée (BSFR) et au toit par la discordance subaérienne (SU) et sa discontinuité corrélatrice (CC).

e) Cortège régressif (Regressive System Tract) « RST » :

Le paquet régressif indifférencié comprend toutes les strates accumulées pendant la régression marine. Il est délimité par une surface d'inondation maximale (MFS) à la base, et au toit par une surface de régression maximale (MRS).

III.2.4 : Concept de surfaces stratigraphiques de séquences :

Les surfaces stratigraphiques séquentielles marquent les changements de strate et de modèle d'empilement. Ce sont des surfaces qui délimitent les frontières des cortèges. Au fur et à mesure que les cortèges s'étendent aux limites, les surfaces stratigraphiques séquentielles marquent un modèle d'empilement entre les unités en dessous et au-dessus du contact. Les surfaces stratigraphiques de séquence peuvent correspondre à des horizons "conceptuels" (c'est-à-dire sans contraste lithologique) en fonction de leur affleurement. On distingue un ensemble de sept surfaces stratigraphiques séquentielles, dont deux types de conformités corrélatrices largement utilisées (Catuneanu, 2011).

a) Discordance subaérienne (Subaerial Unconformity) "SU" :

C'est une discordance qui se forme dans des conditions subaériennes à la suite d'une érosion fluviale ou d'un contournement d'une pédogenèse, dégradation par le vent ou karstification alternative (Sloss et al., 1949).

Des discordances subaériennes peuvent se former lors de régressions, dans la partie contrôlée en aval des systèmes fluviaux (Posamentier et al. 1988), pendant la transgression accompagnée d'une érosion côtière (Leckie 1994), pendant les périodes d'accommodation négative dans la partie contrôlée en amont des systèmes fluviaux (Blum 1994), ou pendant la chute relative du niveau de la mer exposant les plates-formes carbonatées et les récifs de karstification.

b) Discontinuité corrélatrice (Correlative Conformities) "CC" :

La conformité corrélatrice (Hunt et Tucker, 1992) est une surface stratigraphique séquentielle qui marque un changement dans le modèle d'empilement stratigraphique de la régression forcée à la régression normale de faible niveau, ou bien la non-conformité subaérienne se forme pendant régression forcée, la conformité corrélatrice est une surface marine (c'est-à-dire la paléotopographie du fond à la fin de la régression forcée).

c) Surface d'inondation maximale (Maximum Flooding Surface) "MFS" :

La surface d'inondation maximale est une surface stratigraphique qui marque un changement de modèles d'empilement stratigraphique de transgression à une régression normale de haut niveau marin. C'est le paléo-fond marin à la fin de la transgression, et sa surface corrélatrice dans le cadre non marin où la transgression s'accompagne d'une agressivité fluviale. Parfois, le changement dans la tendance de dépôt de la rétrogradation à la progradation est marqué par une zone de faciès en eau profonde (généralement condensés) plutôt qu'une surface unique et cela peut prêter à ambiguïté dans le placement de cette surface dans la succession rocheuse. La surface d'inondation maximale est souvent exprimée sous forme d'une surface de descente en termes de stratigraphie sismique, du fait qu'elle est généralement rétrogradée par les cliniformes de haut niveau sous-jacents qui enregistrent la progradation (Catuneanu, 2011).

d) Surface de régression maximale (Maximum Regressive Surface) "MRS" :

La surface régressive maximale est une surface stratigraphique qui marque un changement dans les modèles d'empilement stratigraphique de régression normale vers la transgression.

e) Surface de ravinement transgressive (Transgressive Ravinement Surface) "TRS" :

Les surfaces de ravinement transgressives sont des surfaces d'érosion qui se forment par l'action des vagues (c'est-à-dire les surfaces de ravinement des vagues) ou des marées (c'est-à-dire, les surfaces de ravinement des marées) pendant la transgression dans les environnements côtiers à peu profond.

f) Surface régressive d'érosion marine (Regressive Surface of Marine Erosion) "RSME" :

C'est une surface d'érosion qui se forme au cours de la régression forcée par le balancement des vagues déclenchés par l'abaissement de leur base au cours de la chute relative du niveau de la mer dans les milieux peu profonds ondulés. Cependant, ce balancement peut également se former dans des conditions de régression normale à haute énergie, lorsque la trajectoire du rivage est horizontale ou à faible angle.

g) Surface basale de régression forcée (Basal Surface of Forced Regression) "BSFR" :

La surface basale de régression forcée a été introduite par Hunt et Tucker (1992) pour définir la base de tout dépôt qui s'accumule dans le milieu marin lors de la régression forcée. Elle remplace la conformité corrélatrice et représente le paléo-fond marin au début de la chute du niveau de base sur le rivage.

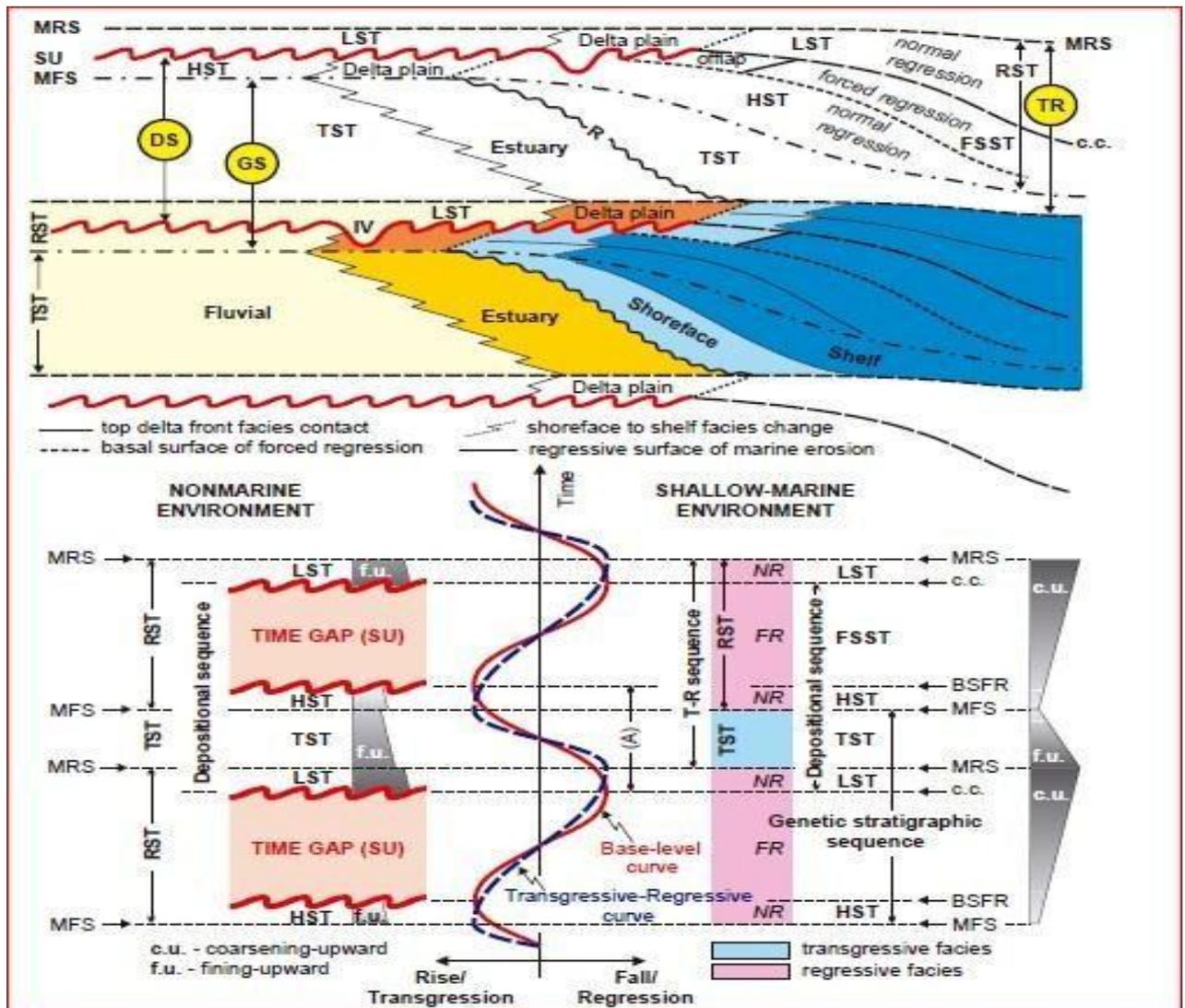


Figure III.10 : Séquences, cortèges sédimentaires et surfaces stratigraphiques définis en relation avec les courbes du niveau marin et la transgression - régression (Catuneanu, 2006).

III.3: Notion d'électro-faciès et d'électro-séquence :

a) L'électro-faciès :

C'est un ensemble de réponses diagraphiques qui caractérise un banc lithologique et permet de le différencier de ceux qui l'entourent (O.SERRA, 1979).

b) L'électro-séquence :

Elle est définie comme un intervalle de profondeur, supérieure à la verticale du dispositif de mesure, présentant une variation progressive et contenue entre deux valeurs extrêmes de paramètre mesuré dessinant une rampe (O. SERRA, 1979). Plusieurs types d'électro-séquences sont établis selon leurs morphologies :

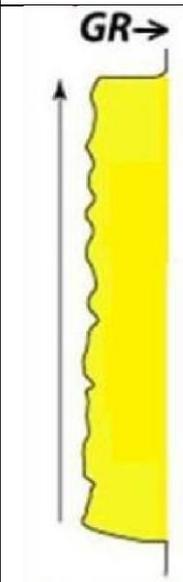
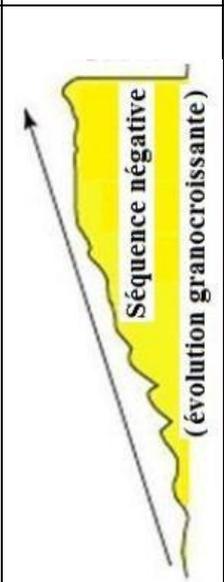
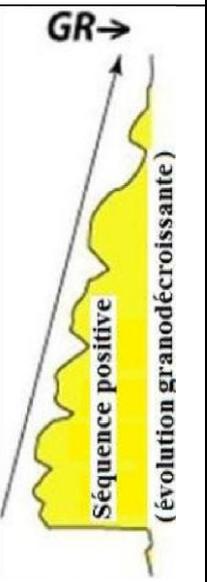
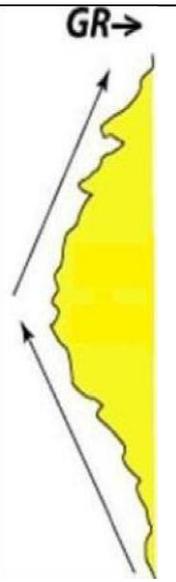
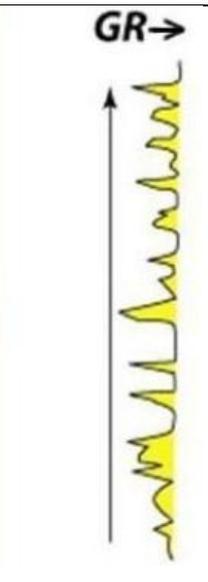
Forme	Cylindrique	Entonnoir	Cloche	Œuf (ovale)	En dents de scie
Approvisionnement en sédiments	aggradation	progradation	Rétrogradation	Progradation et rétrogradation	Aggradation
Tendance GR					
Taille des grains	Lithologie relativement cohérente.	Granulométrie croissante.	Granulométrie décroissante.	Granulométrie croissante puis décroissante.	Intercalation de silt/ boue et schiste.
Environnement de dépôt	Lits de chenaux en tresses ou domaine de plage, domaine de dunes éoliennes	Dépôts de front de delta progradant ou dépôts de barres littorales.	Dépôts de chenaux fluviaux et deltaïques ou dépôts transgressifs.	Dépôts tidaux.	Dépôts de plaine alluviale, dépôts de talus (de pente), etc.

Tableau III.1 : Tableau représentant les différentes formes d'électro-séquence et électrofaciès et leurs milieux de dépôts.

IV. Découpage séquentiel des unités A1 et A2 du silurien et corrélation entre les deux puits à partir des réponses diagaphiques du signal Gamma Ray (GR) :

Ce découpage est basé sur l'utilisation des enregistrements diagaphiques du Gamma Ray (GR). Cette méthode vise la reconstitution des paléo-environnements et la mise en évidence des différentes surfaces-limites principales qui expriment des changements notables dans le système sédimentaire et son régime, et l'interprétation des réponses diagaphiques en se focalisant sur l'évolution verticale de la courbe de l'enregistrement du Gamma Ray. L'interprétation s'appuie sur l'identification des surfaces-limites qui incarnent des signatures fortes traduisant des évènements stratigraphiques majeurs délimitant des unités sédimentaires qui constituent soit des séquences soit des cortèges. Appelées également discontinuités ou unconformities en anglais, elles sont mises en évidence par des inflexions notables et l'allure des variations dans la morphologie de la réponse diagaphique du Gamma Ray. Ces changements dans l'intensité du signal et les variations significatives de ses valeurs sont en relation avec la lithologie et les caractéristiques intrinsèques des formations traversées par les diagaphies du Gamma Ray.

La détermination des surfaces-limites sur la courbe de l'enregistrement diagaphique du Gamma Ray se fonde ainsi sur la reconnaissance et la mise en évidence des différentes morphologies des réponses diagaphiques et la reconnaissance de la typicité de séquences ou tranches de signal que l'on qualifie d'électro-séquences et d'électro-faciès. L'interprétation des formes particulières des électro-séquences et des électro-faciès permet de passer à l'identification et la mise en relief des différents cortèges et séquences de dépôt.

Après avoir déterminé les cortèges et les séquences de dépôt, le décryptage détaillé du signal diagaphique permet d'affiner davantage l'interprétation par la distinction entre une électroséquence négative (électro-faciès) d'une électro-séquence positive (électro-faciès) que l'on traduira sous forme de caractérisation du contenu faciologique (type de dépôts), le granoclassement au sein de ces corps (grano-classement croissant et grano-classement décroissant), pour remonter en fin de compte à l'architecture ou l'organisation des dépôts dans le corps sédimentaire (progradation, aggradation et rétrogradation). Ainsi on pourra reconnaître l'alternance des dépôts et les faciès caractéristiques propres aux formations traversées, sachant que le profil du GR est sensible par exemple au contenu en argile des formations. Cette analyse de plus en plus détaillée nous fait remonter aux lithofaciès et dans une première approche aux environnements de dépôt.

Les informations extraites de l'analyse des courbes des diagaphies du Gamma Ray seront confrontées aux données des autres logs diagaphiques : sonique, densité, résistivité et neutron pour leur donner davantage d'assise et de caractères lithostratigraphiques en vue d'établir des profils de corrélation entre puits et dans les cas les plus favorables, un modèle des environnements de dépôt.

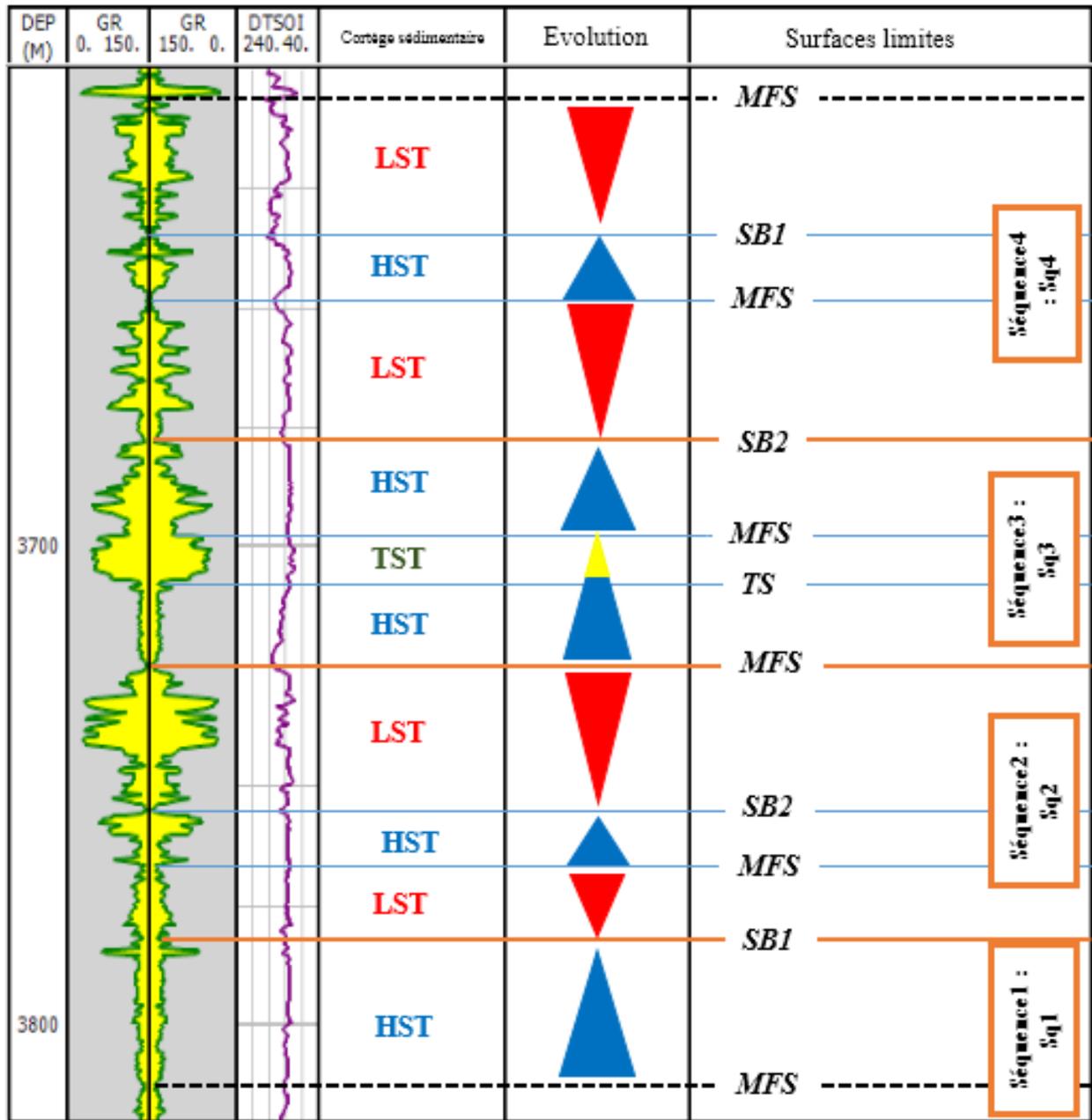


Figure III.11 : Découpage séquentiel du puits P1.

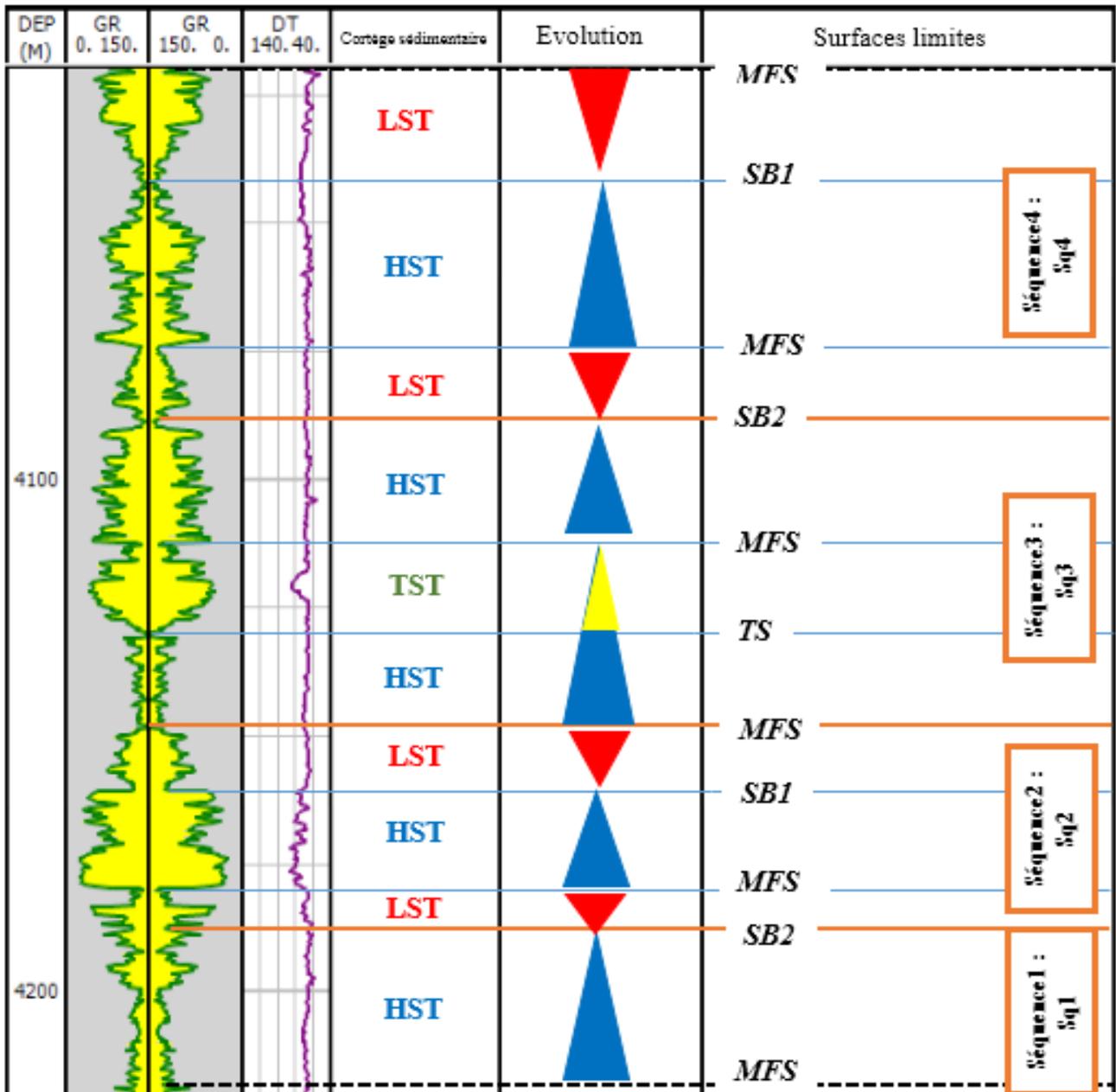
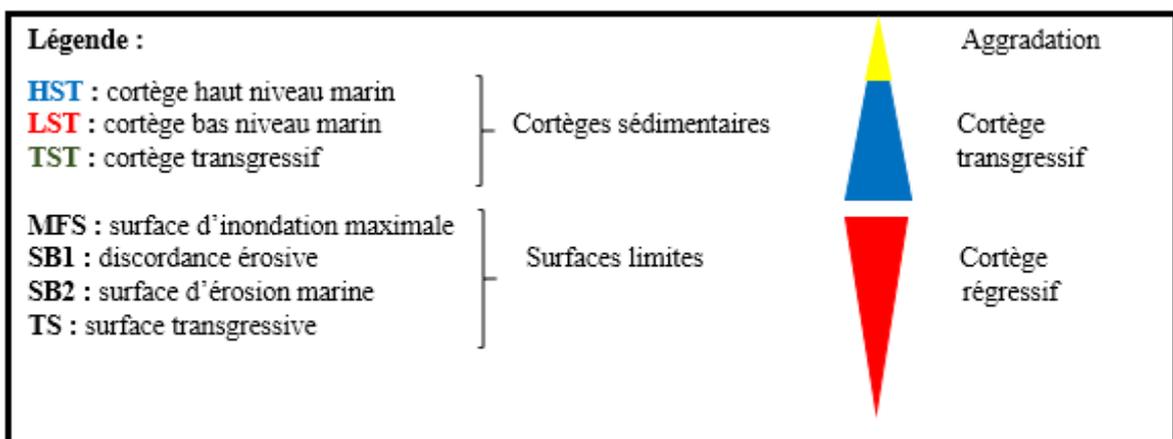


Figure III.12: découpage séquentiel du puits P2.



Les séquences de dépôt rencontrées dans le puits **P1** (**figure III.11**) ont été établies grâce à l'interprétation de la courbe de l'enregistrement diagraphique du Gamma Ray. Cette courbe évolue suivant les types de formations rencontrées. Le passage d'une formation ou d'une lithologie à une autre s'exprime par des variations et des inflexions de la courbe représentative du signal diagraphique, qui peuvent être graduelles (progressives) ou brusques.

Ces inflexions définissent des valeurs de la radioactivité naturelle contenue dans les formations rencontrées ainsi que leurs évolutions. Elles sont mises en évidence par des inflexions de la courbe diagraphique du Gamma Ray sur les profondeurs de **3 782 m, 3 725 m** et **3 678 m**, définissant ainsi la partie supérieure de l'unité **M2**, suivie de la séquence de l'unité **A1** et **A2** et au sommet, la partie inférieure de l'unité **B1**.

Les quatre (4) séquences définissent une évolution d'environnements qui suit les différentes phases des fluctuations du niveau marin et, représentent le passage d'un environnement profond à des environnements peu profonds, avec un changement des faciès observable par l'évolution verticale des milieux de dépôt selon les variations du log Gamma Ray, qui sont soit profonds avec de l'offshore et du shoreface traversés par des épisodes de dépôt de transition ou soit des milieux moins profonds subtidaux.

La lecture de l'enregistrement diagraphique du Gamma Ray, met en évidence l'existence de plusieurs inflexions importantes qui indiquent des changements lithologiques notables. Ces inflexions représentent des surfaces-limites définissant ainsi des intervalles de dépôt, des séquences et des cortèges. Sur le puits **P1**, ces limites sont identifiées sur l'enregistrement diagraphique du GR aux profondeurs de **3 813m, 3 782 m, 3 766 m, 3 754 m, 3 725 m, 3 707 m, 3 697 m, 3 678 m, 3 647 m, 3 634 m, 3 606 m**, caractérisées par de fortes valeurs du GR et définissant ainsi les limites de séquences et de cortèges du puits **P1**.

Il faut savoir que ces pics de l'intensité du GR correspondent à des taux d'argilosité élevés. Le puits **P2** exhibe quatre (4) séquences de dépôt (**figure III.12**), qui se superposent suivant la dynamique de dépôt imposée par les fluctuations eustatiques. Elles se matérialisent par des limites de séquences qui sont caractérisées par la même tendance d'évolution globale dans le puits **P1**. Cette évolution verticale est synonyme de changement de faciès et d'environnement de dépôt, suivant les fluctuations eustatiques et ce qu'elles impliquent comme conséquences sur l'enregistrement sédimentaire. Ces limites sont mises en évidence par des inflexions sur la courbe diagraphique du GR aux profondeurs de **4 187 m, 4 148 m** et **4 088 m**. Les séquences présentent un passage de milieux de dépôt profond d'offshore et shoreface avec un taux d'argilosité important à des milieux subtidaux caractérisés par un enrichissement graduel en grés et une diminution de ce taux de l'argilosité.

La lecture de l'enregistrement diagraphique du GR, nous a permis de mettre en évidence d'importantes inflexions représentant des limites de séquences et de cortèges aux profondeurs : **4 218m, 4 187 m, 4 179 m, 4 160m, 4 148 m, 4 130 m, 4 112 m, 4 088 m, 4 074m, 4 042 m** et **4 020m**.

En comparant les résultats des puits **P1** et **P2**, on retiendra que l'évolution verticale des paléoenvironnements est semblable, caractérisée par une dynamique globale quasi-régressive, interrompue par des épisodes transgressifs marqués par des surfaces d'inondation maximale (**MFS**).

IV.1 : Découpage séquentiel du Silurien des puits P1 et P2 sur la base des réponses diagraphiques :

L'identification des séquences et des cortèges sédimentaires s'effectue principalement par l'application des principes de la stratigraphie séquentielle sur les enregistrements diagraphiques notamment ceux du GR. Cette identification se base littéralement sur la mise en évidence des différents points d'inflexion de la courbe du Gamma Ray et des variations graduelles ou brusques de cette courbe qui correspondent aux passages d'une séquence à l'autre (détermination du toit et du mur de la séquence) et d'un cortège à un autre.

IV.1.1 : Puits P1 : (3 600 m – 3 820 m)

a) Séquence Sq1 :

D'épaisseur incomplète à la base, où l'on a identifié un cortège sédimentaire, d'une épaisseur de **31 m**, cette séquence est caractérisée par une limite **MFS** (surface d'inondation maximale) à la base de ce cortège, remarquable à une profondeur de **3 813 m**, avec une forte valeur de **142 API**, et une limite **SBI** (discordance érosive) au sommet de cette séquence à une profondeur de **3 782 m**, avec une valeur **130 API**. (**Figure III.13**)

Ce prisme est reconnaissable à l'allure **cylindrique** de la forme de sa signature diagraphique. La séquence est positive, signe d'une série granocroissante, avec une architecture aggradante. Cette signature est le résultat de la stabilité du niveau eustatique pendant une longue période. L'environnement de dépôts est profond traduisant l'**offshore** et le **shoreface** (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).

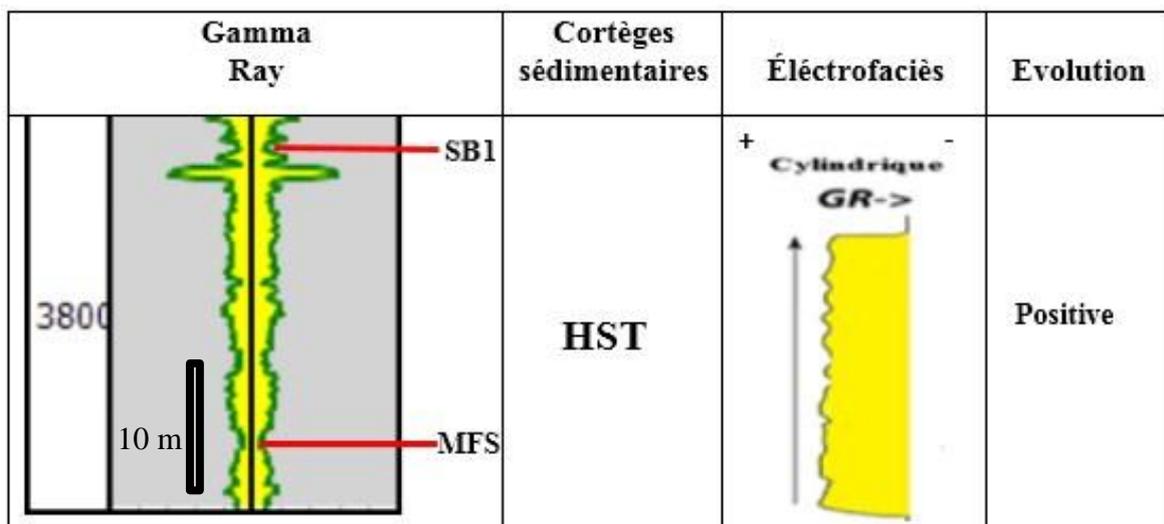


Figure III.13 : Cortèges sédimentaires de la séquence1 (Sq1) du puits P1.

b) Séquence Sq2 :

Elle se trouve dans l'intervalle entre les profondeurs de **3 782 m** et **3 725 m** avec une épaisseur de **57 m**. Cette deuxième séquence **Sq2** du puits **P1**, est limitée à la base par la discordance érosive (**SBI**) et au sommet par une surface d'inondation maximale (**MFS**) ; caractérisée par une troncature abrupte de la courbe GR (fortes valeurs du GR) qui traduit bien l'existence d'une discordance érosive à la base. Cette troncature est bien visible au niveau du puits **P1** à la profondeur **3 782 m** avec une valeur de GR de **130 API**. Elle comprend une succession de trois (3) cortèges sédimentaires. (**Figure III.14**)

- Le premier cortège présente une morphologie diagraphique en **œuf**, avec une épaisseur de **16 m**. Limité à sa base par une discordance érosive (**SBI**), à **3 782 m** de profondeur, repérable sur l'enregistrement diagraphique GR par un pic de **130 API**, et au sommet par une surface d'inondation maximale (**MFS**), à la profondeur **3 766 m** et une valeur de **141 API**. Il s'agit donc d'un cortège de **bas niveau marin (LST)**.

Cette morphologie en œuf montre une double évolution : une tendance positive (électrofaciès > 0) des dépôts avec une diminution des valeurs du GR (de **130 API** jusqu'à **107 API**), de la base de cortège sur l'intervalle [**3 782 m - 3 776 m**], avec une granulométrie granocroissante et une architecture progradante de ses termes ; une deuxième tendance négative (électrofaciès < 0) à la profondeur de **3 776 m** avec une augmentation progressive des valeurs du GR de **107 API** jusqu'à **141 API** (pic de la **MFS**). Cette évolution négative, indique une granulométrie grano-décroissante et une architecture rétrogradante de ses dépôts (**Figure III.14**).

Ces deux évolutions sont le résultat d'une chute du niveau eustatique relatif (régression), qui implique la diminution du taux de l'argilosité dans la première partie du cortège qui corrobore la diminution des valeurs du GR, suivie d'une montée du niveau marin relatif mise en évidence par l'augmentation progressive de l'intensité du GR, marquant l'augmentation du taux de l'argilosité dans les dépôts de la seconde branche du cortège. Ces deux phases dans la variation du niveau marin (régression et transgression) sous-tendent l'installation de deux (2) domaines sédimentaires, avec des milieux **subtidaux** caractérisés par de faibles taux d'argile et des milieux plus profonds tels l'**offshore** caractérisés par un taux d'argile relativement élevé (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019) .

- Le second cortège de cette séquence a une morphologie **cylindrique** et une épaisseur de **12 m**. Il correspond à des formations propres, limité à la base par une surface d'inondation maximale (**MFS**), et au sommet par surface d'érosion marine (**SB2**), à la profondeur de **3 754 m** avec un pic d'intensité du GR de **144 API** (taux d'argile important à ce niveau), il s'agit donc d'un **cortège haut niveau marin (HST)**, qui traduit une architecture aggradante et une évolution qui passe de positive à négative de la base au sommet de l'intervalle. Ce cortège s'est déposé suite à la montée du niveau marin relatif (transgression), ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux et des milieux de dépôts profonds tels que l'**offshore** et le **shoreface** (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).

- Le troisième cortège de la séquence montre aussi une forme caractéristique en œuf comme signature diagrapgique avec une épaisseur de **29 m**. Il est limité à la base par une surface d'érosion marine (**SB2**), et au sommet par une surface d'inondation maximale (**MFS**), à la profondeur **3 725 m**, et un pic de l'intensité du GR de **145 API**, synonyme d'un taux d'argile élevé à ce niveau. Il correspond à un cortège de **bas niveau marin (LST)**. Ce cortège traduit une progradation (séquence négative) avec une granulométrie granocroissante jusqu'à la profondeur **3 740 m**, avec une diminution de l'intensité du GR jusqu'à **33 API**, suivie d'une rétrogradation (séquence positive), avec une granulométrie granodécroissante, marquée par une augmentation importante de l'intensité du GR de **33 API à 145 API**. Cette double évolution traduit la mise en place de deux (2) domaines sédimentaires, avec des milieux **subtidaux** caractérisés par de faibles taux d'argile et des milieux plus profonds tels l'**offshore** caractérisés par un taux d'argile élevé (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).

Comme on remarque aussi la présence du caractère dentelé des cortèges sur la signature diagrapgique du log Gamma ray, qui signifie que le taux d'argiles accusent verticalement des variations en alternances (Argilo-gréseux).

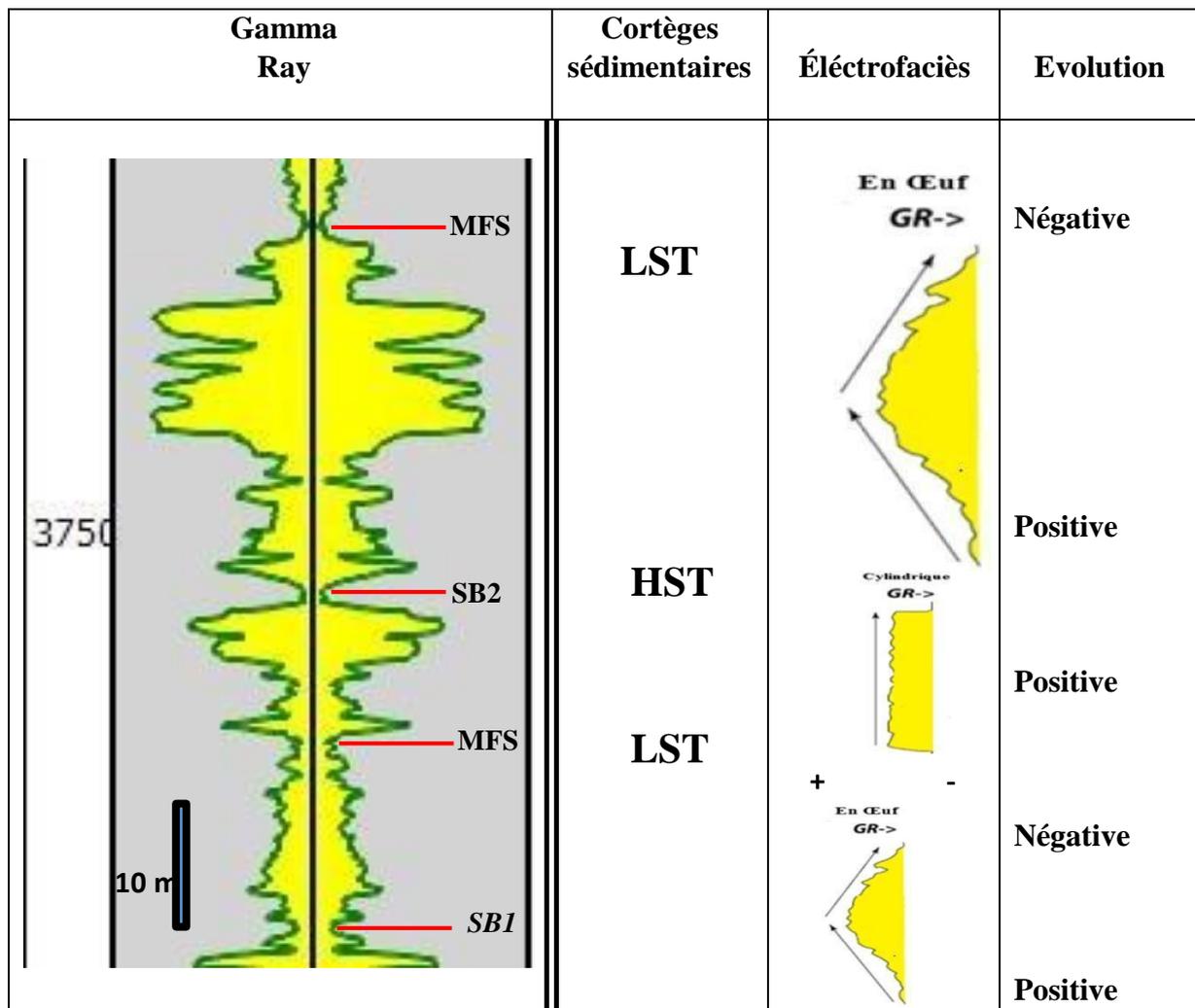


Figure III.14 : Cortèges sédimentaires de la Séquence 2 (Sq2) du puits P1.

c) Séquence Sq3 :

La séquence **Sq3** du puits **P1**, est limitée à la base par une surface d'inondation marine (**MFS**) et au sommet par une surface d'érosion marine (**SB2**). Ces limites sont exprimées par de nets décrochements sur le log GR, bien marquées aux profondeurs de **3 725 m** et **3 678 m (47 m)**, avec une valeur de l'intensité du GR de **145API** et **142API** respectivement. Elle englobe de bas en haut de trois (03) cortèges sédimentaires (**Figure III.15**) :

- Le premier cortège s'individualise sous forme **cylindrique**, typique de formations propres, d'une épaisseur de **18 m**, limité à la base par une surface d'inondation maximale (**MFS**), visible à la profondeur **3 725 m**, marquée par une valeur de **145 API**, et au sommet, par surface transgressive (**TS**), à la profondeur **3 707 m**, et une valeur de **134 API**. Il s'agit donc d'un cortège **haut niveau marin (HST)**. Cette morphologie cylindrique traduit une granulométrie constante et une architecture aggradante des dépôts du cortège, déposé suite à une élévation du niveau marin relatif (transgression), ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux dans des milieux profonds tels que **l'offshore** et le **shoreface** (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).
- Le deuxième cortège (**10m**), montre une signature diagraphique en **œuf** qui traduit d'abord une évolution granocroissante (séquence négative) avec une diminution des valeurs du GR de **134 API** à **42 API** à la profondeur **3 700 m**, suivie d'une évolution granodécroissante des matériaux (séquence négative) matérialisé par une variation de l'intensité du GR de la valeur **42 API** jusqu'à **109 API**. Ce cortège est limité à la base par une surface transgressive (**TS**), et au sommet par une surface d'inondation maximale (**MFS**), à la profondeur **3 697 m**, marquée par une valeur de **109 API**. Il correspond donc à un **cortège transgressif (TST)**. Ces deux domaines sédimentaires, régressif puis transgressif, se sont déposés dans des milieux **subtidaux** caractérisés par un faible taux d'argile et des milieux plus profonds de **l'offshore** caractérisés par un taux d'argile relativement élevé (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).
- Le troisième cortège (**19 m**), a une signature diagraphique de forme **cylindrique**, avec une évolution aggradante, limité à la base par une surface d'inondation maximale (**MFS**) et au sommet par une surface d'érosion marine (**SB2**), avec une valeur de **140 API**, à la profondeur **3 678 m**. Il s'agit donc d'un cortège de **haut niveau marin (HST)**. Son architecture aggradante reflète l'élévation du niveau marin, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux dans des milieux profonds tels que **l'offshore** et le **shoreface** (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).

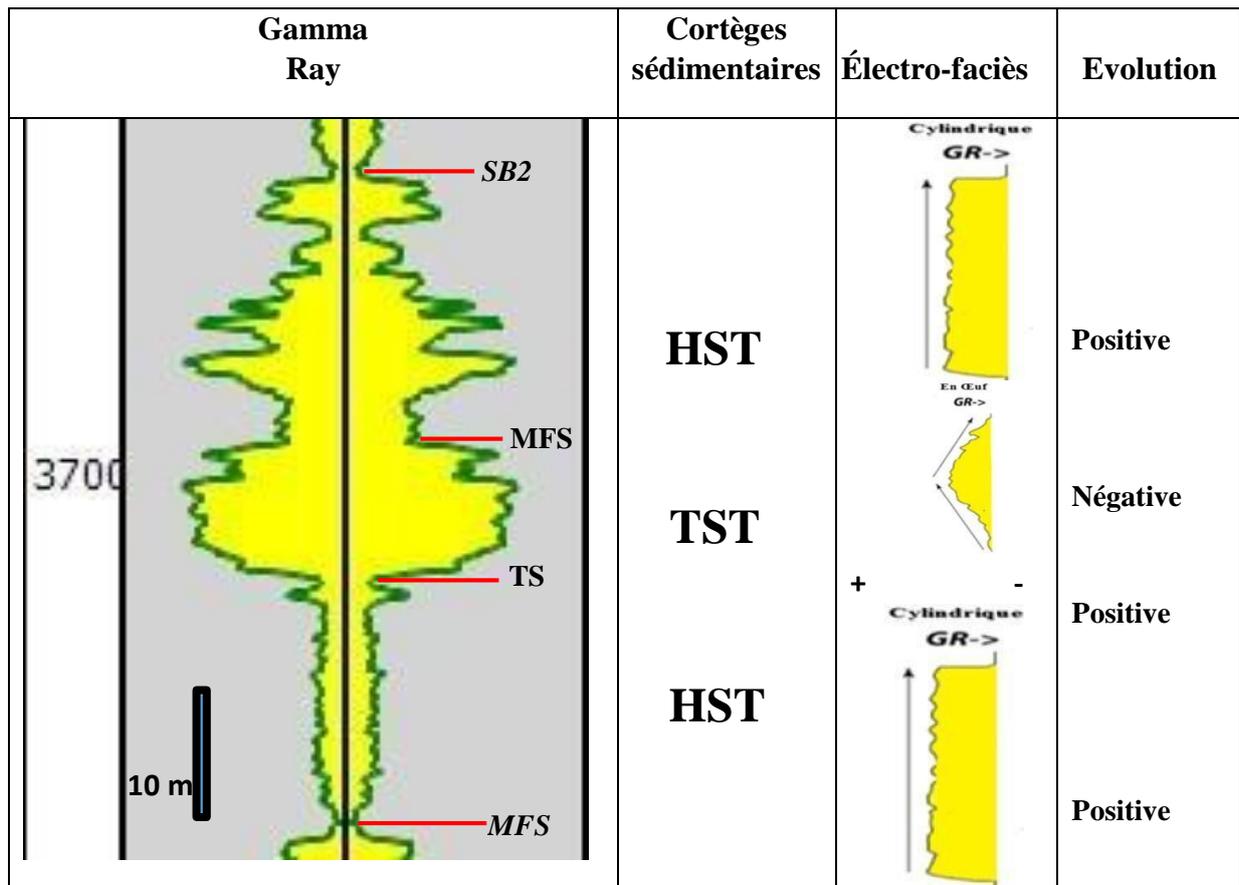


Figure III.15 : Cortèges sédimentaires de la Séquence 3 (Sq3) du puits P1.

d) Séquence Sq4 :

Cette séquence **Sq4** se trouve entre **3 678 m** et **3 606 m**. D'une épaisseur de **72 m**, elle est limitée à la base par une surface d'érosion marine (**SB2**), et au sommet par une surface d'inondation maximale (**MFS**). Cette séquence est constituée de bas en haut de trois (03) cortèges sédimentaires (**Figure III.16**) :

- Le premier cortège présente une signature diagrapique **cylindrique**, typique de formations propres, d'une épaisseur de **41 m**, limité à la base par une surface d'érosion marine (**SB2**), située à la profondeur **3 678 m**, avec une valeur du GR de **140 API**, et au sommet par surface d'inondation maximale (**MFS**), à la profondeur **3 647 m**, marquée par une valeur de l'intensité du GR de **147 API**, il s'agit donc d'un cortège de **bas niveau marin (LST)**. Son architecture aggradante est un signe qu'elle s'est déposée dans des milieux profonds (taux d'argilosité élevée) tels que **l'offshore** et le **shoreface**.
- Le deuxième cortège (**13 m**) montre une allure en **œuf** sur la courbe du GR qui traduit une évolution granocroissante (séquence négative), où on a une diminution des valeurs de GR de **147 API** jusqu'à **87 API** à la profondeur **3 638 m** (transgression), puis granodécroissante (séquence négative) avec des valeurs allant de **87 API** jusqu'à **150 API**. Il est limité à la base par une surface d'inondation maximale (**MFS**), et au sommet par une discordance érosive (**SBI**), à la profondeur **3 634 m**, et une valeur de **150 API**.

Il correspond donc à un cortège de **haut niveau marin (HST)**. Ces deux domaines sédimentaires régressif puis transgressif se sont déposés dans des milieux **subtidaux** caractérisés par de faibles taux d'argile et des milieux plus profonds tels **l'offshore** caractérisés par un fort taux d'argile (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).

- Le troisième cortège (**28 m**), présente une morphologie **cylindrique**, avec une évolution aggradante, limité à la base par une discordance érosive (**SB1**), et au sommet par une surface d'inondation maximale (**MFS**), avec une valeur de **150 API**, à la profondeur **3 606 m**. Il s'agit donc d'un cortège de **haut niveau marin (HST)**. Son architecture aggradante reflète l'élévation du niveau marin, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux dans des milieux de dépôts profonds tels que **l'offshore** et le **shoreface** (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).

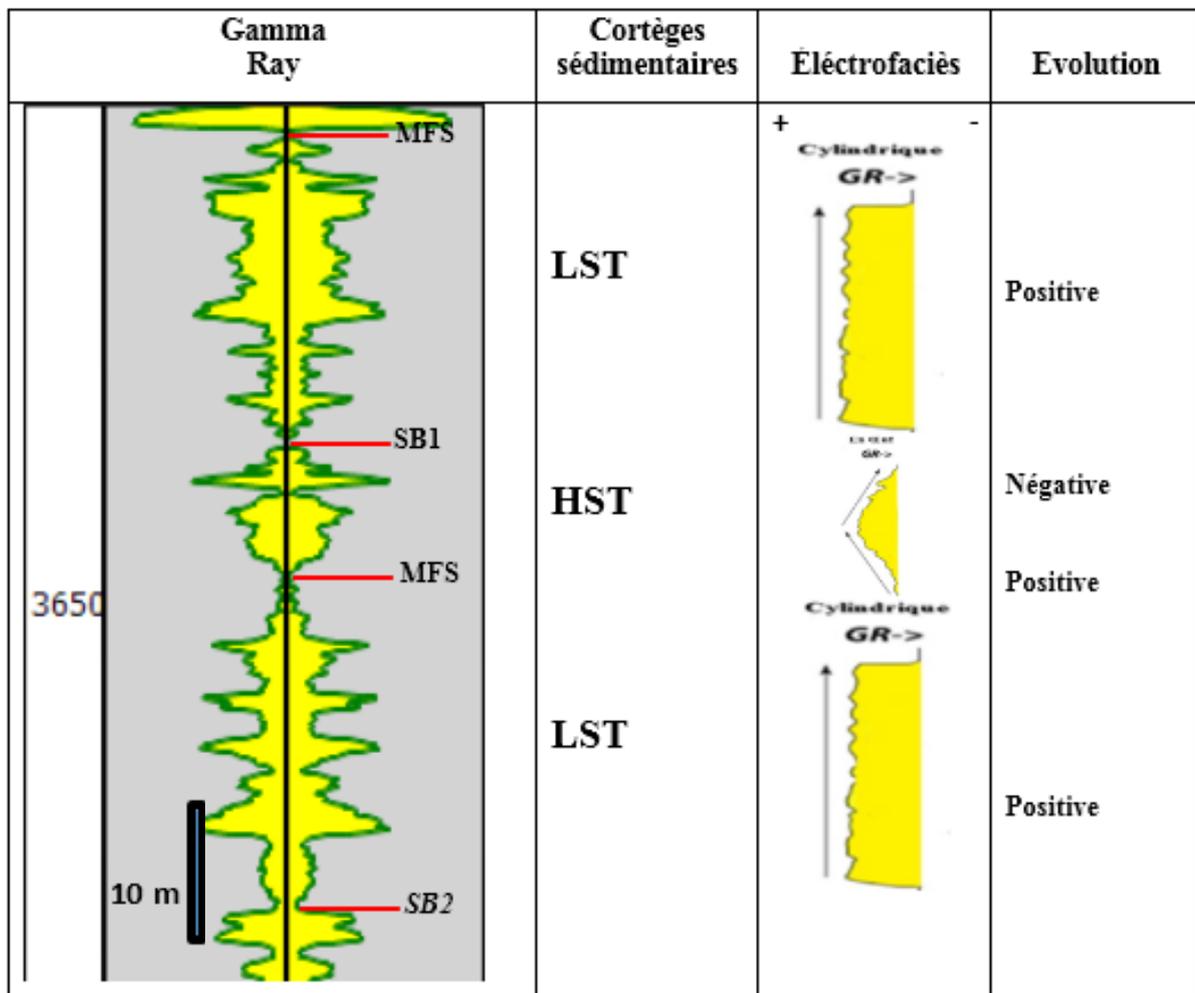


Figure III.16: Cortèges sédimentaires de la Séquence 4 (Sq4) du puits P1.

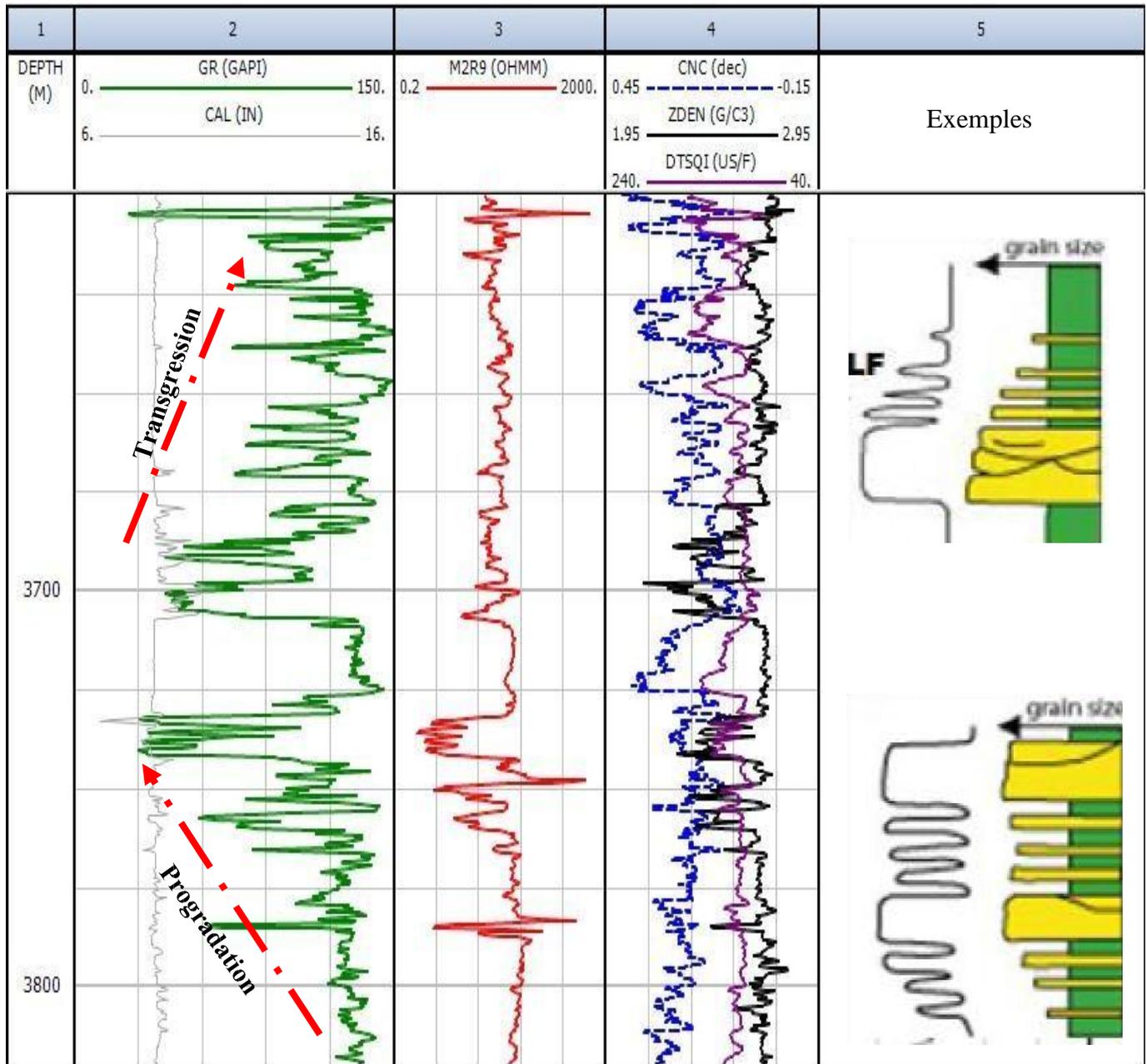


Figure III.17 : Enregistrement diagraphique récapitulatif dans le puits P1.

IV.1.2 : Puits P2 : (4 020 m – 4 220 m)

a) Séquence Sq1 :

Elle est d'une épaisseur incomplète à la base, où on a identifié un cortège sédimentaire d'une morphologie **cylindrique**, d'une épaisseur de **31 m**, caractérisé par une limite **MFS** (surface d'inondation maximale) à la base à une profondeur de **4 218 m**, avec une valeur de **128 API**, et au sommet par une **SBI** (discordance érosive), à une profondeur de **4 187 m**, avec une valeur **123 API** (figure III.18). Il définit ainsi un cortège de **haut niveau marin (HST)**. Cette architecture aggradante reflète l'évolution granocroissante des matériaux, traduisent ainsi

l'élévation du niveau marin, ce qui implique la mise en place de dépôts fins argileux dans des milieux de dépôts profonds tels que l'**offshore** et le **shoreface**.

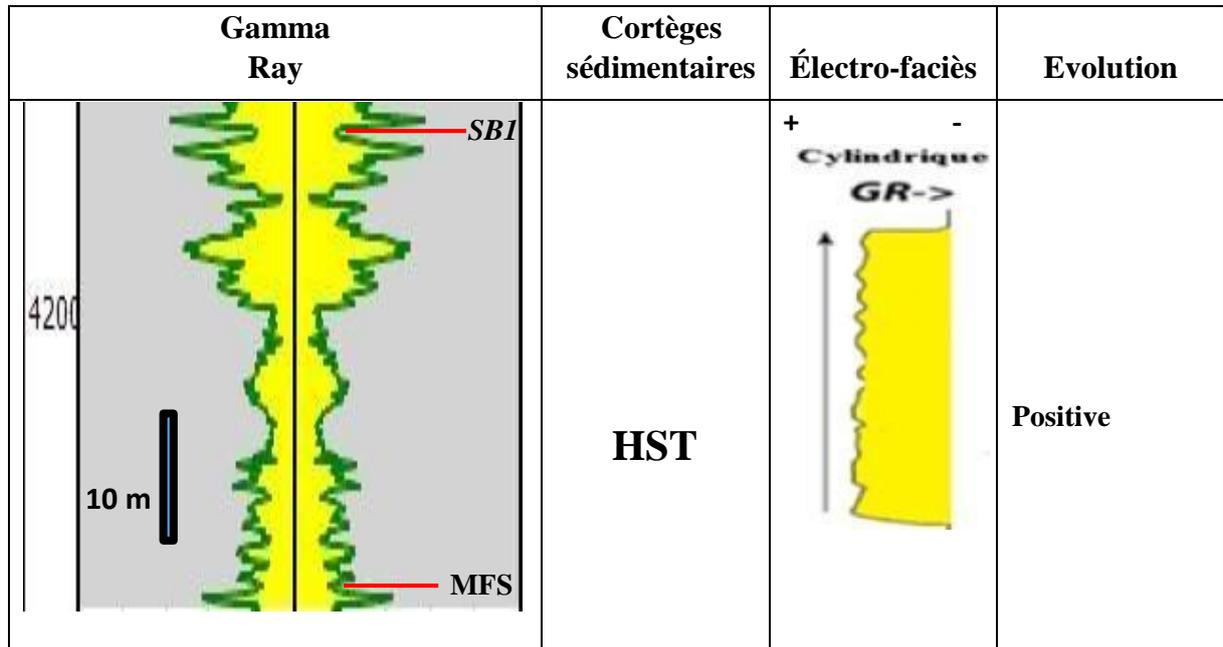


Figure III.18 : Cortèges sédimentaires de la Séquence 1 (Sq1) du puits P2.

b) Séquence Sq2 :

Forte d'une épaisseur de **39 m**, la séquence Sq2 embrasse l'intervalle compris entre **4 148 m** et **4187 m**. Elle est limitée à la base par une discordance érosive (**SBI**) et au sommet par une surface d'inondation maximale (**MFS**). Elle est subdivisée en trois (3) cortèges sédimentaires comme le montre la (**Figure III.19**) :

- Le premier cortège est limité à la base par une surface d'érosion marine (**SB2**), située à la profondeur **4 187 m**, avec une valeur de **123 API**, et au sommet par la surface d'inondation maximale (**MFS**) : il s'agit donc d'un cortège de **bas niveau marin (LST)**. La signature diagraphique du cortège suggère un électrofaciès en forme d'**œuf** impliquant ainsi deux (2) tendances dans l'évolution lithologique. Une évolution positive (électrofaciès > 0), entre **4 187 m** avec la valeur du GR de **123 API** et **4 183 m** avec une intensité de **45 API**. Cette évolution positive est le caractère d'une granulométrie granocroissante et une géométrie progradante des corps sédimentaires. Sur l'intervalle entre **4 183 m** et **4 179 m** l'intensité du GR augmente progressivement jusqu'à la valeur de **109 API**, enregistrant ainsi une tendance évolutive négative pour le cortège. De ce fait, la granulométrie est granodécroissante, avec l'augmentation du taux d'argilosité et, une architecture rétrogradante des termes sédimentaires. Ces deux tendances d'évolution expriment deux épisodes dans les fluctuations eustatiques synonymes d'une régression suivie d'une transgression. Cela met en évidence des environnements de dépôts d'abord moins profonds suggérant des milieux **subtidaux**, qui évoluent à des environnements plus profonds tels que l'**offshore**, comme l'indique

la signature diagraphique GR du cortège, qui passe de valeurs faible en radioactivité naturelle sur la première partie du cortège, à des valeurs plus élevées sur la deuxième partie du cortège (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).

- Le deuxième cortège montre des valeurs GR moyennes, avec une signature diagraphique de forme **cylindrique**, traduisant ainsi l'évolution aggradante des dépôts. Il est limité à la base par une **MFS**, marquée par un saut remarquable de l'intensité du GR, avec une valeur de **109 API** à **4 179 m**, et au sommet par la surface d'érosion marine (**SB2**), à la profondeur **4 160 m** d'intensité **123 API**. Il correspond donc à un cortège de **haut niveau marin (HST)**. Cette morphologie cylindrique détermine une évolution constante, caractérisant une granulométrie quasi-constante également et une architecture aggradante des corps compris dans ce cortège. Les oscillations de l'allure générale de la signature diagraphique sont le résultat de faibles fluctuations eustatiques, traduisant l'alternance de dépôts argileux et de dépôts gréseux avec des caractères de milieux de dépôt **shoreface** avec une bathymétrie moyenne (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).
- Le troisième cortège sédimentaire de la séquence **Sq2** est limité à la base par la surface d'érosion marine (**SB2**) qui se traduit par une forte valeur du GR bien exprimée dans le puits **P2**, au sommet par une surface d'inondation maximal (**MFS**), à la profondeur **4 148 m** avec un pic de **149 API**, définissant ainsi un cortège de **bas niveau marin (LST)**, d'une épaisseur de **12 m**. Sa forme en **œuf** présente une évolution grano et stratocroissante positive (électrofaciès > 0), de la profondeur de **4 160 m** avec une diminution de l'intensité du GR de **123 API** à **74 API** à la profondeur de **4 157 m** suivie d'une tendance grano-décroissante sur l'intervalle allant de **4 157 m** à **4 148 m** où l'intensité du GR remonte à **149 API**. La morphologie **en œuf** de la signature diagraphique traduit un épisode de dépôt progradant suivi d'un épisode rétrogradant, impliquant donc des environnements de milieux moins profonds à caractère **subtidal** évoluant vers des environnements plus profonds à caractère **d'offshore**.

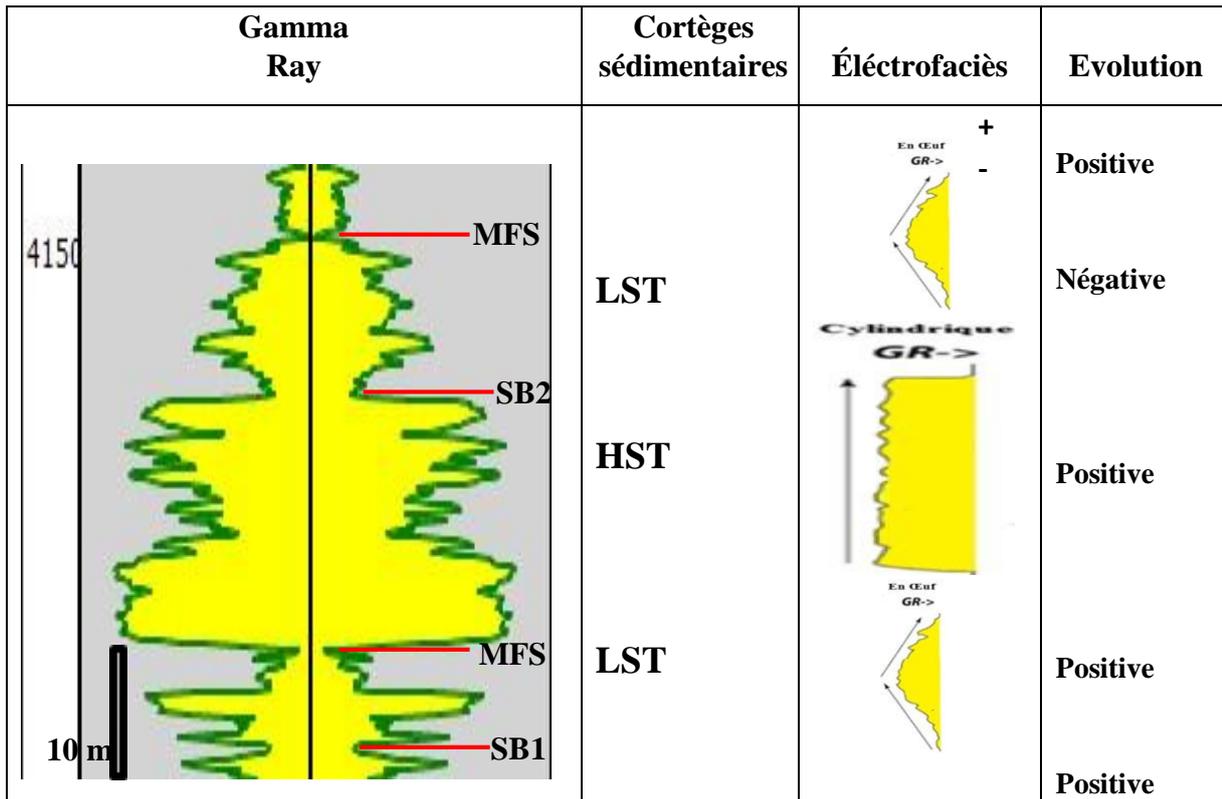


Figure III.19: Cortèges sédimentaires de la Séquence 2 (Sq2) dans le puits P2.

c) Séquence Sq3 :

La séquence Sq3 du puits P2, est limitée à la base par une surface d'inondation maximale (MFS) et au sommet par une surface d'érosion marine (SB2). Ces discontinuités s'expriment par de nets décrochements sur le log GR, mis en évidence aux profondeurs de 4

148 m et 4 088 m, d'une épaisseur de 50 m, avec respectivement les valeurs élevées du GR de 149 API et 144 API. Cette séquence est structurée de bas en haut en quatre cortèges (Figure III.20) :

- Le premier cortège (18 m), de forme **cylindrique**, est typique de formations propres. Il est limité à la base par une surface d'inondation maximale (MFS), et au sommet par une surface transgressive (TS), à la profondeur de 4 130 m, avec une valeur de 150 API. Il s'agit donc d'un cortège **haut niveau marin (HST)**. L'allure cylindrique traduit une architecture aggradante et une évolution qui passe de positive à négative de la base au sommet de cet intervalle. Ce cortège s'est déposé suite à une élévation du niveau marin relatif (transgression), impliquant la mise en place de dépôts fins argileux et des milieux de dépôts profonds aux caractères **d'offshore** et de **shoreface** (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).
- Le deuxième (18 m) cortège présente une morphologie diagraphique en **œuf**, qui reflète un épisode négatif, suivie d'un épisode positif. Il est limité à la base par une surface transgressive (TS), à la profondeur 4 130 m avec une valeur de 150 API, et au sommet par la surface d'inondation maximale (MFS), repérée à la profondeur 4 112 m avec une

valeur de **119 API**. Il s'agit donc d'un cortège **transgressif (TST)**. La morphologie en œuf, nous met en évidence deux domaines sédimentaires régressif et transgressif ont été déposés dans des milieux **subtidaux** à faibles taux d'argile et des milieux plus profonds d'**offshore** caractérisés des taux d'argile élevés.

- Le troisième cortège (**24 m**) est d'allure **cylindrique**, limité à la base par une surface d'inondation maximale (**MFS**) et au sommet par une surface d'érosion marine (**SB2**), à la profondeur **4 088 m**, et valeur de **144 API**. Il s'agit donc d'un cortège de **haut niveau marin (HST)**. L'architecture typiquement aggradante de la forme cylindrique reflète l'évolution granocroissante des matériaux, synonyme de la montée du niveau marin, impliquant la mise en place de dépôts fins argileux dans des milieux de dépôts profonds d'**offshore** et de **shoreface** (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).

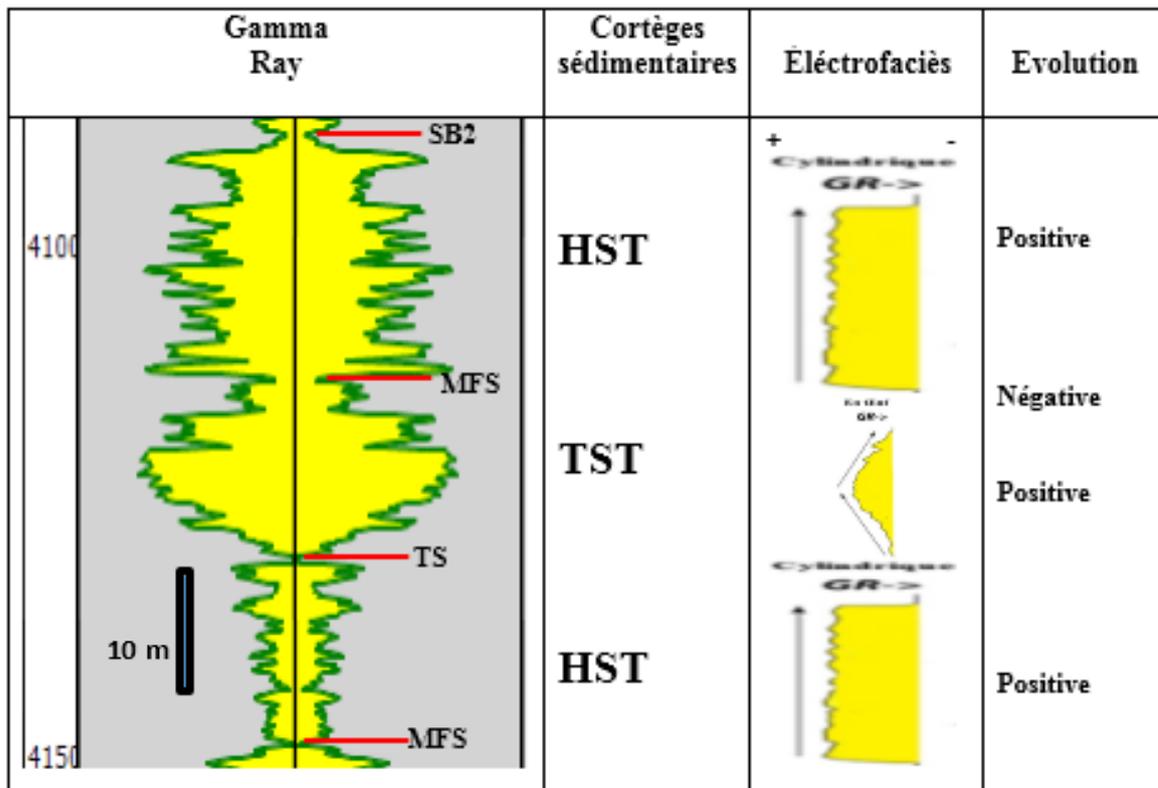


Figure III.20: Cortèges sédimentaires de la séquence 3 (Sq3) dans le puits P2.

d) Séquence Sq4 :

Cette séquence s'étend sur l'intervalle entre **4 090 m** et **4 020 m**, sur une épaisseur de **70 m**. Elle est constituée de trois (3) cortèges sédimentaires (**Figure III.21**) :

- Le premier cortège a une épaisseur de l'ordre de **14 m**, limité à la base par une surface d'érosion marine (**SB2**) à une profondeur de **4 088 m**, et une valeur de **144 API**, et au sommet par une surface d'inondation maximale (**MFS**) à une profondeur de **4 074 m**, et **134 API**. Il s'agit d'un cortège **bas niveau marin (LST)**. La présence d'une

morphologie en forme d'**œuf** implique l'existence d'une double évolution verticale. La première branche à tendance positive (électro-faciès > 0) va de **4 088m** avec la valeur **144 API** à **4 084 m** avec une faible valeur de **64 API**. Elle traduit le résultat d'un enrichissement progressif en grés argileux puis en grés propres, avec une granulométrie granocroissante et une architecture progradante des termes sédimentaires. Ces dépôts gréseux rétrogradants sont dus à la baisse du niveau eustatique relatif ce qui induit leur mise en place dans des milieux de dépôt moins profonds avec une faible tranche d'eau tels que des environnements **subtidaux**. De la profondeur **4 084 m**, la courbe diagraphique s'inverse en polarité et présente une tendance évolutive négative (électrofaciès < 0) avec une inflexion progressive jusqu'à la profondeur **4 074 m** caractérisée par une valeur du GR de **134 API**, suite à un enrichissement en argile gréseuse. La granulométrie est grano-décroissante et l'architecture des termes est rétrogradante.

Cette configuration est le résultat d'une hausse eustatique, exprimée par l'enrichissement en argile et la mise en place des environnements profonds d'**offshore** et de **shoreface** (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).

- Le deuxième cortège a une épaisseur de l'ordre de **32 m**, limité à la base par une surface d'inondation maximale (**MFS**) à une profondeur de **4 074 m**, et au sommet par une discordance érosive (**SB1**), à **4 042 m** et une valeur de **147API**. La morphologie du cortège est globalement **cylindrique**, définissant ainsi un cortège de **haut niveau marin (LST)**. Cette signature diagraphique cylindrique détermine une évolution quasiconstante, caractérisant une granulométrie quasi-régulière et une architecture aggradante. Les oscillations de la courbe du signal diagraphique sont le résultat des faibles fluctuations eustatiques (niveau marin relatif). Cette évolution met en évidence des dépôts caractérisés par l'alternance de dépôts argileux et de dépôts gréseux dans des milieux de type **shoreface** de bathymétrie moyenne (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).
- Le troisième cortège présente une forme de signal en **œuf**, d'une épaisseur de **12 m**, qui reflète une tendance négative sur la branche de **4 042 m (147 API)** à **4 023 m (64 API)**, suivie d'une tendance positive sur l'intervalle entre **4 023 m** et **4 020 m (64 à 130 API)**. Ce cortège en forme d'**œuf** est limité à la base par une discordance érosive (**SBI**), et au sommet par une surface d'inondation maximale (**MFS**), à la profondeur **4 020 m (131 API)** ; il s'agit donc d'un cortège de **bas niveau marin (LST)**. Ce cortège s'est déposé dans des milieux peu profonds à caractère **subtidal** évoluant vers des environnements plus profonds d'**offshore** (AMEUR.Y et MEZINE.T ; 2019).

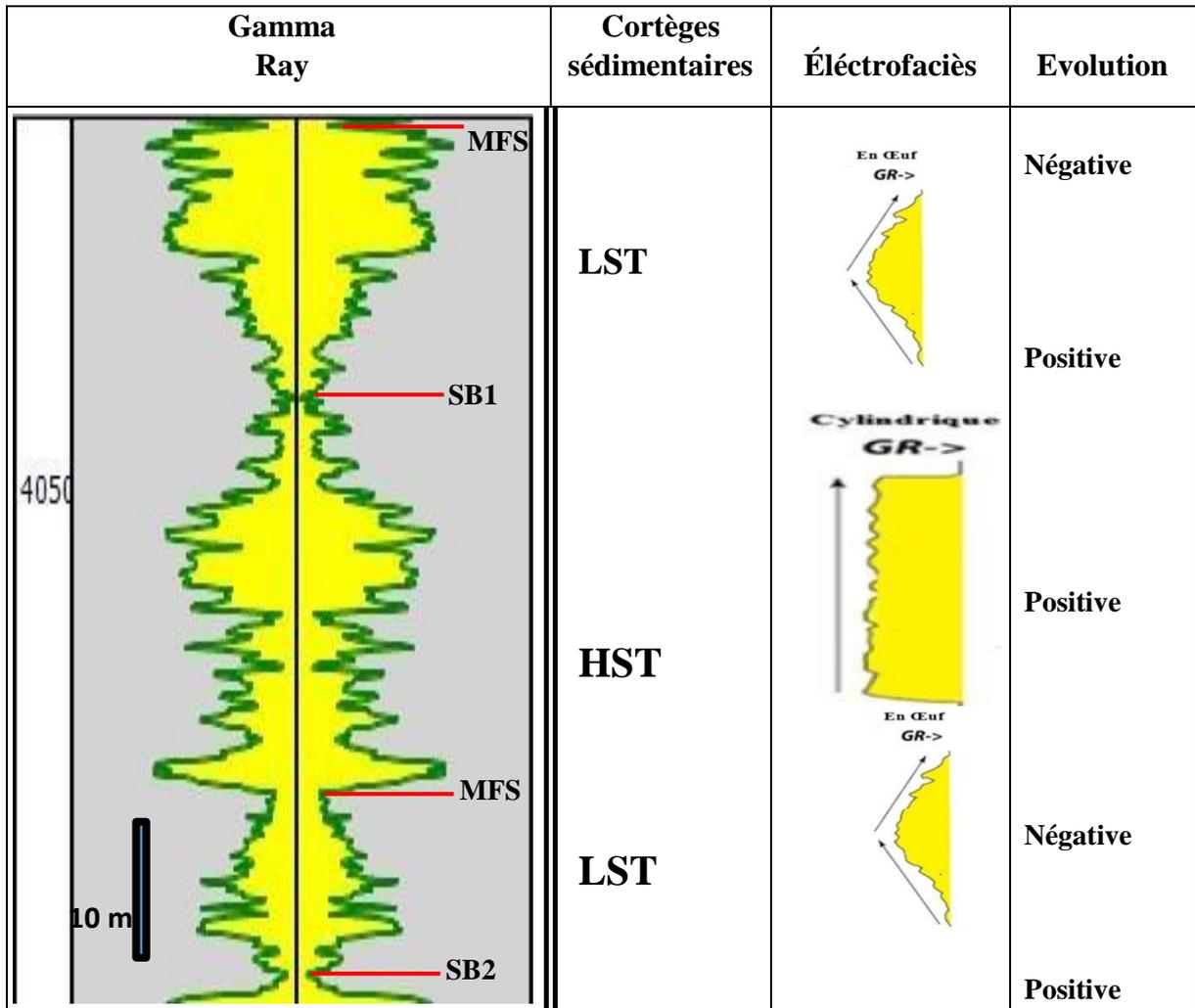


Figure III.21 : Cortèges sédimentaires de la Séquence 4 (Sq4) dans le puits P2.

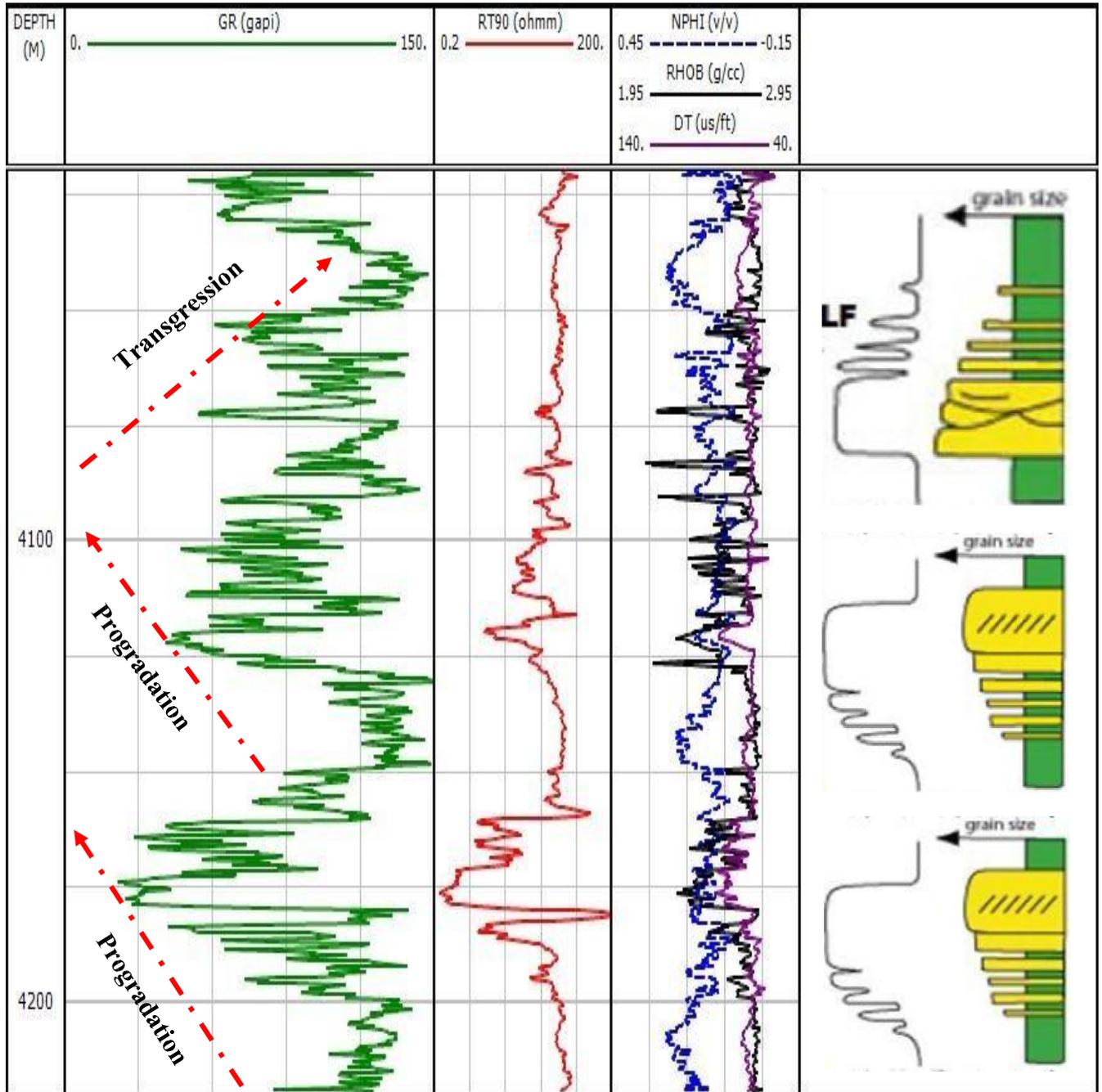


Figure III.22 : Enregistrement diagraphique récapitulatif dans le puits P2.

En plus du découpage séquentiel et de l'interprétation réalisés à base de l'enregistrement du GR, on peut exploiter d'autres types de diagraphies telles la résistivité, la densité de neutrons, etc., pour consolider davantage l'interprétation et confirmer les résultats obtenus, par une brève comparaison entre les séquences et cortèges délimités et leurs correspondants identifiés à partir de leurs signatures sur les logs de résistivités, densité, etc. Cette comparaison nous permettra d'apprécier également l'incidence de la résolution de ces différents outils dans l'individualisation des cortèges de faible épaisseur.

Le découpage séquentiel élaboré à base de ces enregistrements (résistivités, densité, etc.) permet de détecter d'éventuels autres cortèges, peu ou pas visibles sur le log GR, et aussi d'identifier les zones à hydrocarbures, et cela grâce aux inflexions particulières sur l'une ou l'autre courbe, (neutron par exemple), ou bien de montrer anormalement une saturation en eau dans des formations caractérisées par des anomalies de basses résistivités, même en présence des hydrocarbures.

Dans le puits P1, il apparaît que la plupart des séquences et cortèges sont quasisimilaires :

La séquence Sq1 présente pratiquement la même morphologie du signal diagraphique en **cylindre** sur les enregistrements de GR, Rt, ZDEN, limité par une MFS à la base et une SB2 au sommet (**figure III.24**).

S'agissant de la séquence Sq2, les logs Rt et ZDEN mettent évidence des petits cortèges peu individualisés sur l'enregistrement GR (au niveau du 2^{ème} et 3^{ème} cortèges), comme le montre la **figure III.23**, de bas on haut on a :

- Le 2^{ème} cortège peut être subdivisé en deux sous-cortèges : Sur l'intervalle entre **3 766 m** à **3 761 m** on a un signal diagraphique du log **Rt** et **ZDEN** en forme de **cloche**, limité à la base par une **MFS** et au sommet par une surface transgressive, les valeurs de **Rt** varient entre **15 Ω.m** à la base et **45 Ω.m** au sommet, laissant entrevoir un cortège de haut niveau marin (**HST**). Sur l'intervalle **3 761 m** à **3 755 m**, les réponses diagraphiques **Rt** et **ZDEN** montrent une morphologie en **œuf**, limitée à la base par surface transgressive et au sommet par une discordance érosive. Les valeurs de **Rt** diminuent de **45 Ω.m** jusqu'à atteindre **2.8 Ω.m** à **3 757 m**, puis augmentent jusqu'à **27 Ω.m**. Il en est de même pour les valeurs de **ZDEN**, elles diminuent jusqu'à **3 757 m** (**2.65 - 2.37**), puis augmentent (**2.37 - 2.69**), il pourrait s'agir d'un cortège de bas niveau marin (**LST**).
- Dans le 3^{ème} cortège, on pourrait également distinguer deux sous-cortèges qui seraient de haut en bas : (1) sur l'intervalle **3 755 m** à **3 747 m**, la signature diagraphique du log **Rt** et **ZDEN** peut s'interpréter comme une forme en **entonnoir**, limitée à la base par une **SB1** à **3 755 m** avec des valeurs de l'ordre de **27 Ω.m** pour **Rt** et **2.65** pour **ZDEN**, et au sommet par une **TS** à **3 747 m** avec des valeurs de **819 Ω.m** pour **Rt** et **2.72** pour **ZDEN**, cette subdivision serait un cortège de haut niveau marin (**HST**) ; (2) Sur l'intervalle **3 747 m** à **3 735 m**, les signaux diagraphiques exhibent une forme en **œuf**, limitée à la base par une **TS** et une **MFS** au sommet, **Rt** décroche de **918 Ω.m** à **0.54 Ω.m** à **3 725 m** puis remonte à **39 Ω.m**. Il en est de même pour la réponse de densité **ZDEN**, celle-ci décroît jusqu'à **3 735 m** (**2.70-2.45**), puis croît (**2.45-2.71**), il s'agirait d'un cortège transgressif (**LST**).

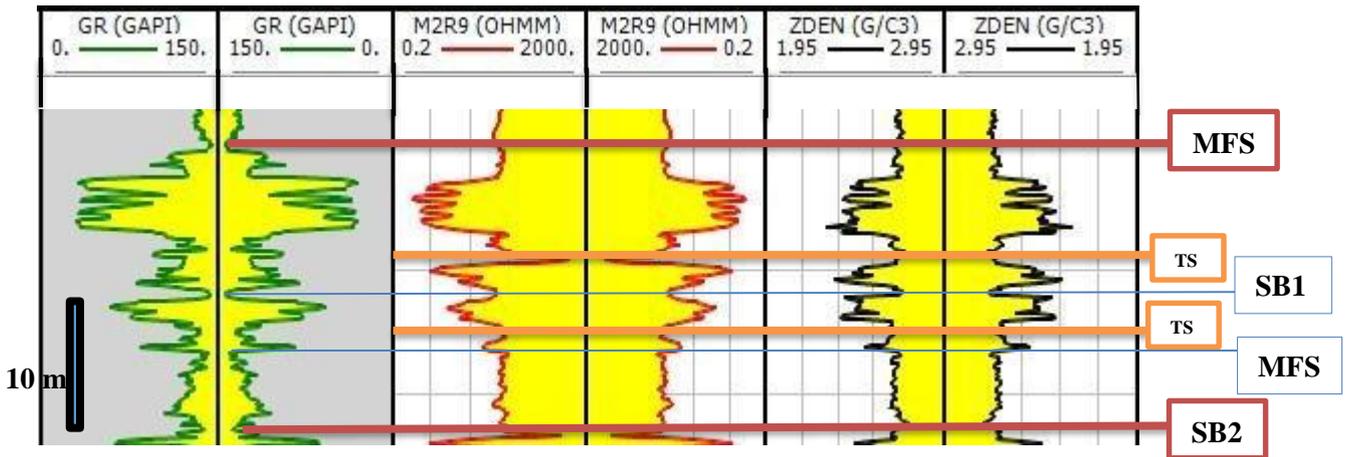


Figure III.23 : Résolution des cortèges sédimentaires par divers outils de diagrapie [GR, Rt, Densité].

Dans la séquence Sq3, les logs Rt et ZDEN laissent voir des cortèges de petite envergure qui n'étaient pas bien individualisés sur le log GR, notamment au niveau du 2^{ème} cortège (figure III.24), tandis que les deux autres cortèges gardent la même signature diagrapie.

- Le 2^{ème} cortège peut être subdivisé de bas en haut en deux sous-cortèges : sur l'intervalle entre **3 707 m** et **3 700 m**, l'enregistrement de **Rt** et **ZDEN** montrent un électrofaciès en forme de **cloche**, limitée à la base par une **TS** et au sommet par une **SBI**, la résistivité Rt croît de **14 Ω.m** à la base à **30 Ω.m** au sommet, et la densité de **2.32** à **2.46**, cela correspond à un cortège de bas niveau marin (**LST**). Sur l'intervalle **3 700 m** à **3 696 m**, la signature de **Rt** et **ZDEN** montrent une morphologie en forme de cloche, limitée à la base par une **SBI** et au sommet par une **MFS**, Rt croît de **7 Ω.m** à **27 Ω.m** au sommet, et la densité de **2.33** à **2.67**, on peut l'interpréter comme un cortège de haut niveau marin (**HST**).

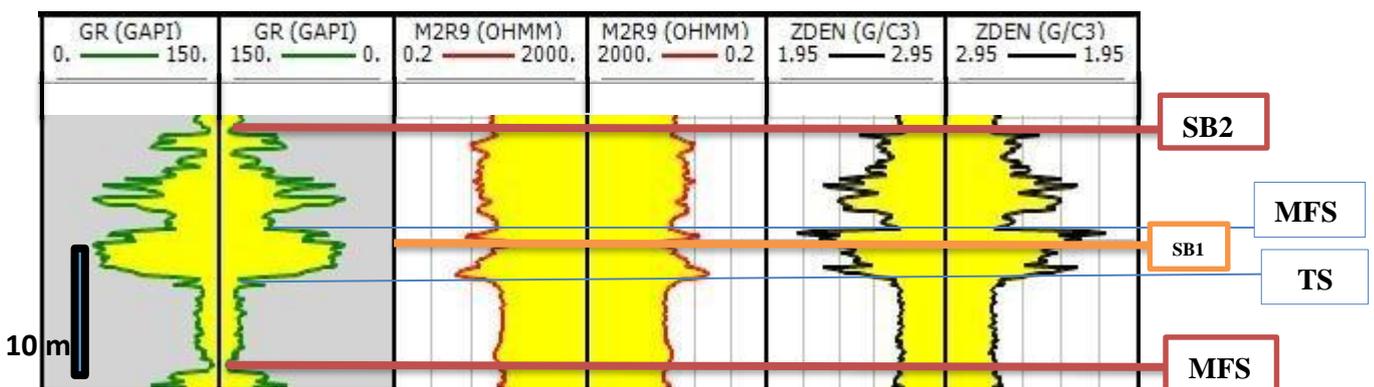


Figure III.24 : Résolution des cortèges sédimentaires par divers outils de diagrapie [GR, Rt, Densité].

Chapitre III : Découpage séquentiel et corrélation entre puits

S'agissant de la séquence **Sq4**, les différents cortèges gardent globalement la même signature diagraphique pour les trois outils **GR**, **Rt** et **ZDEN**.

Dans le puits **P2**, les cortèges des séquences **Sq1**, **Sq2**, **Sq3** et **Sq4** ont des signatures diagraphiques presque identiques (**GR**, **Rt**, **ZDEN**) avec les mêmes types de ruptures au niveau des surfaces-limites qui séparent les séquences et les cortèges et montrent quasiment les mêmes morphologies pour les électro-faciès et les électro-séquences (**Figure III.25**).

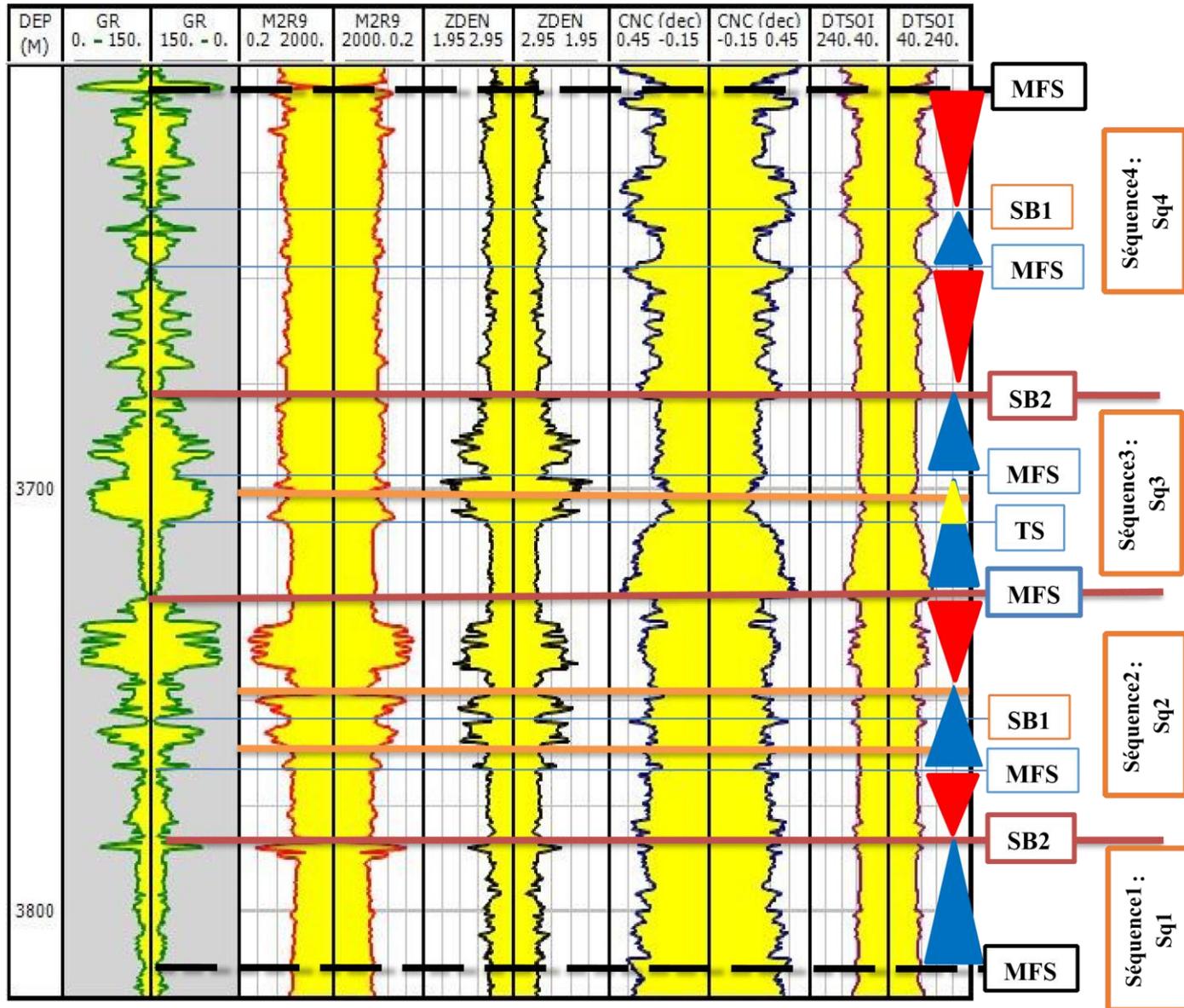


Figure III.25 : Découpage séquentiel des unités du silurien à partir des enregistrements diagraphiques [GR, RT, ZDEN, DT] et identification des zones susceptibles de contenir des fluides (HC, eau) dans le Puits P1.

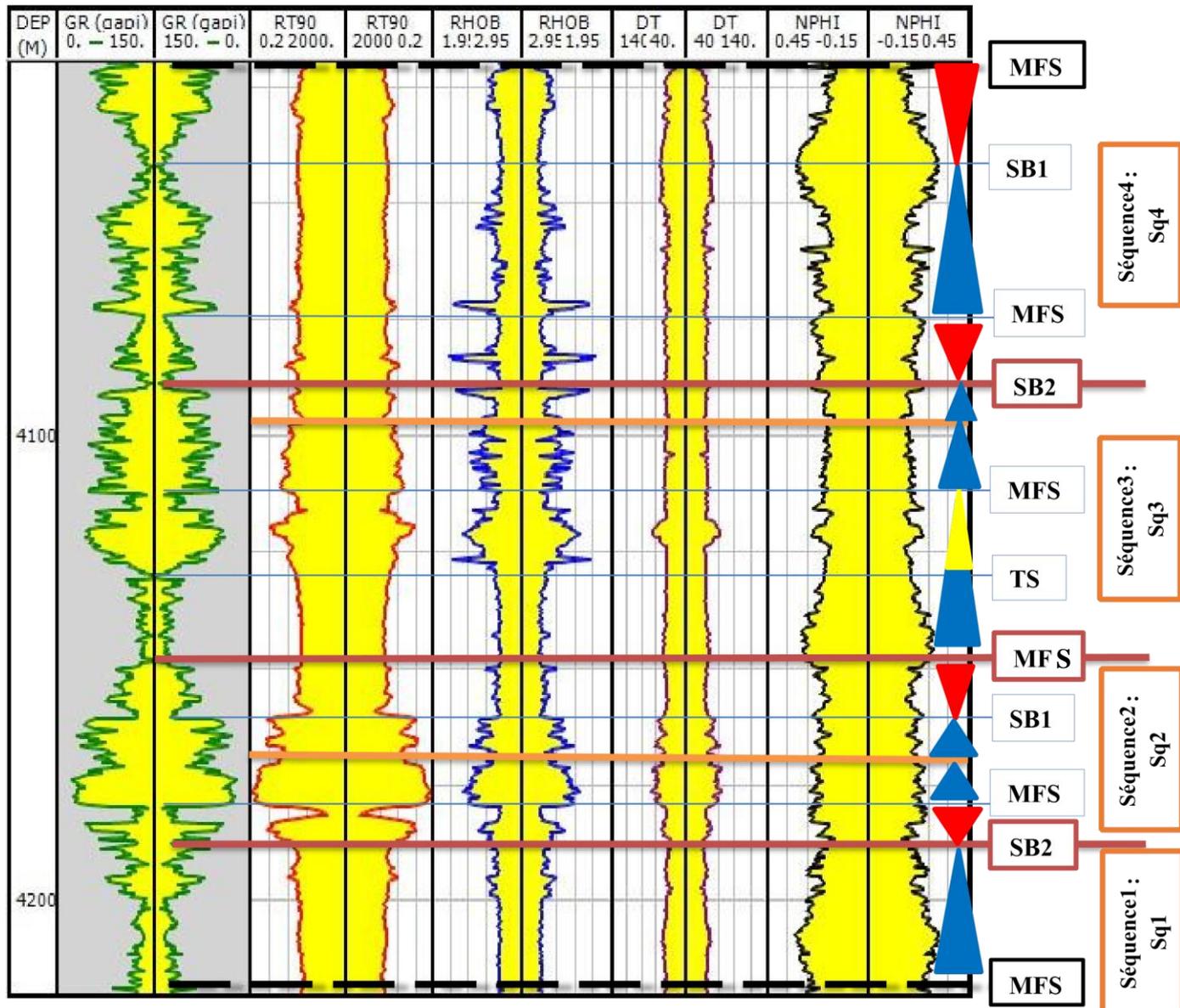


Figure III.26 : Découpage séquentiel des unités du silurien à partir des enregistrements diagraphiques [GR, RT, ZDEN, DT] et identification des zones susceptibles de contenir des fluides (HC, eau) dans le Puits P2.

A travers l'étude des fluctuations notables des différents signaux diagraphiques, notamment neutron et densité, on met en évidence des zones réservoirs susceptibles de contenir des hydrocarbures ou de l'eau. Pour le puits **P1**, les intervalles (3 688 - 3 694 m) et (3 698 - 3706 m) sont susceptibles de contenir des hydrocarbures au vu des valeurs affichées sur les logs neutron, densité et résistivité : Rt montre des valeurs de l'ordre de 5 à 14 $\Omega.m$, les log CNC (0.135 - 0.152), et ZDEN (2.51 - 2.63), tandis que les intervalles (4 099 - 4 102 m) et (4 118 - 4 124 m) ont des Rt qui varient entre 6 et 31 $\Omega.m$, les log CNC (0.95-0.171), et ZDEN (2.352.75) montrent des valeurs élevées. La superposition de ces deux courbes est un indicateur d'une poche susceptible de renfermer des hydrocarbures. Quant aux intervalles (3 730 - 3 742

m) du puits **P1** et (**4 161 – 4 185 m**) du puits **P2**, ils montrent des valeurs de R_t très faibles (**0.86 - 3.04 $\Omega.m$**), pouvant aboutir à la conclusion que la formation est saturée en eau et ne représente aucun intérêt pétrolier, ou bien elle peut contenir des éléments conducteurs qui font chuter la résistivité, peuvent être des métaux conducteurs (oxydes de fer par exemple), des minéraux argileux (**chlorite**), l'eau interstitielle pouvant masquer la présence des hydrocarbures. Cet aspect fait l'objet du chapitre suivant.

II.2 : Description des séquences :

a) Unité M2 :

La séquence Sq4 consiste en un cycle TR et une séquence d'aggradation du 5ème ordre superposée, délimitée par une surface de base de régression forcée. L'épaisseur de la séquence varie de 6 à 70 m. Le cycle transgressif basal est représenté par des feuillets hémipélagiques (Hs) dans les deux puits pendant cette période de montée du niveau de la mer.

La séquence de progradation est caractérisée par un ensemble de faciès subtidal, distal avec des valeurs de GR diminuant progressivement vers le haut. La base de la séquence d'aggradation a été placée à l'endroit où les grès recouvrent brusquement les argiles.

b) Unité A1 :

La séquence Sq3 consiste en un cycle transgressif au sein de l'unité lithostratigraphique F6-A1, l'épaisseur de la séquence varie entre 11 et 80 m. La nature mince de cette paraséquence correspond à une élévation eustatique du niveau de la mer de faible magnitude représentant le cycle de rétrogradation à la base de la séquence. Cela correspond à des faciès de zone de transition d'offshore (offshore transition zone) à subtidal, distal, indiquant que la région n'a pas subi d'inondations marines importantes.

Les puits P1 et P2 représentent une large ceinture de faciès subtidal, comprenant probablement des barres de chenal transversales orientées perpendiculairement au rivage avec intercalation commune de grès comblant le chenal.

c) Unité A2 :

La séquence Sq2 consiste en un cycle TR au sein de l'unité lithostratigraphique F6-A2, la séquence dans son ensemble variant en épaisseur de 20 à 45 m. Le paquet rétrograde a une composante de faciès variable à travers le bassin de berkine Est. Dans les deux puits P1 et P2, les environnements varient d'offshore à subtidal, caractérisé par la présence de barres de chenal, la séquence indiquant les inondations marines de cette zone.

d) Unité B1 :

La séquence Sq1 consiste en une séquence TR, limitée par une surface de base de régression forcée au sein de l'unité lithostratigraphique F6-B1. La séquence dans son ensemble varie en épaisseur de 7,82 - 58,18 m. Comme il s'agit d'une surface érosionnelle, il n'y a pas de séquence rétrogradante basale. Les deux puits sont largement dominés par le faciès subtidal, avec des alternances des grés et d'argiles d'offshore.

II.3 : Corrélation et comparaison des cortèges sédimentaires du silurien (Pridoli) :

La corrélation des cortèges sédimentaires rencontrés dans les puits **P1** et **P2** est faite sur la base des grandes limites (discontinuités) identifiées sur l'ensemble des séquences ainsi que du contenu sédimentaire. Cette opération consiste à retracer l'évolution verticale et, partant, l'évolution latérale et spatiotemporelle des faciès :

La séquence **Sq1** des puits **P1** et **P2**, est déposée dans un milieu de dépôt marin profond tel que l'offshore et le shoreface. Cette séquence affiche des épaisseurs comparables dans les deux puits.

Dans les deux puits **P1** et **P2**, la séquence **Sq2** englobe une succession de divers environnements avec des milieux de dépôts allant des environnements moins profonds dont les milieux subtidaux évoluant vers des milieux plus profonds du type offshore et/ou shoreface. Au sommet de la séquence on relève une évolution vers des milieux moins profonds où l'influence continentale se fait sentir, par la manifestation des milieux subtidaux en barres et chenaux tidaux. Il faut remarquer que l'épaisseur de la séquence **Sq2** est plus consistante dans le puits **P1** que dans le puits **P2**.

Dans le puits **P1**, la séquence **Sq3** est caractérisée par des milieux de dépôts diversifiés avec des environnements marins profonds d'offshore à shoreface et des environnements moins profonds du domaine subtidal, ainsi que plusieurs dépôts de transition exprimant l'importance des courants marins. Dans le puits **P2**, la séquence est formée intégralement de dépôts profonds d'offshore à shoreface, sporadiquement traversés par de minces passages de dépôts de transitions. Dans le puits **P2**, la séquence a une épaisseur plus consistante.

Dans le puits **P1**, la séquence **Sq4** présente des environnements marins profonds d'offshore et shoreface évoluant en environnements moins profonds tels que les milieux subtidaux se manifestent sous forme de barre de grès. Au sommet de cette séquence on a le retour des milieux profonds caractérisé par des matériaux fins. Dans le puits **P2**, la séquence **sq4** est constituée de dépôts moins profonds de milieux subtidaux évoluant vers des milieux profonds d'offshore et/ou shoreface, au sommet s'installent des chenaux tidaux typiques de milieux subtidaux.

Cette corrélation révèle que les séquences du puits **P2** se situent à plus grande profondeur relativement à celles du puits **P1**, tandis que les milieux de dépôts qui constituent les cortèges sédimentaires des deux puits sont quasi-identiques. L'évolution verticale des épaisseurs des cortèges sédimentaires diffèrent en raison de nombreuses fluctuations eustatiques qui ont affecté cette région et le bassin de Berkine en général. En analysant les dépôts et les environnements qu'ils définissent ainsi que leurs évolutions, on déduit que la mer s'est retirée suivant la direction d'un axe nord-ouest /sud-est avec une évolution de dépôts subtidaux (**P1**) vers des dépôts plus profonds (**P2**), et du milieu profond (**P2**) vers des dépôts subtidaux (**P2**).

Cette analyse démontre le passage d'un milieu distal vers un milieu proximal.

La corrélation est illustrée par la **figure III.27** qui montre l'évolution verticale et latérale (paléo-environnements) dans les puits **P1** et **P2** :

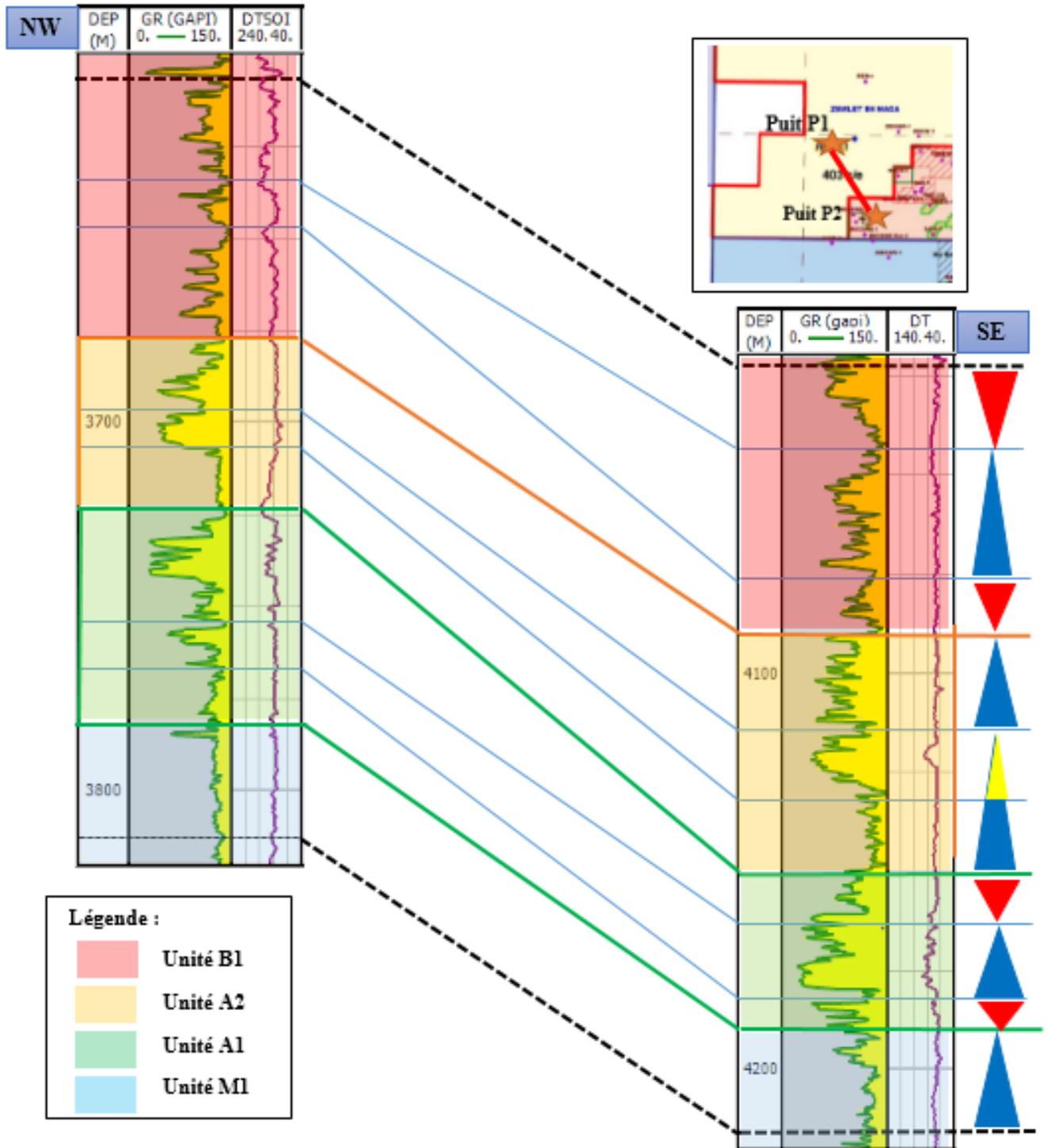


Figure III.27 : Profil de corrélation NW - SE passant par les trois puits (P1, P2) montrant l'architecture des séries silurien dans la zone étudiée.

V. Conclusion :

Les différentes méthodes d'étude et d'analyse utilisées au cours de cette démarche comprennent l'application des concepts de la stratigraphie séquentielle et la lecture descriptive des enregistrements des diagraphies du Gamma Ray, Densité, Neutron et Sonique. La combinaison des résultats et des informations extraites des méthodes d'études appliquées sur les formations siluriennes de la région d'étude de Zemlet En Naga et Zemoul El Kbar du bassin de Berkine révèle que les formations du Silurien sont susceptibles de Constituer un réservoir doté d'un potentiel pétrolier important, et affirme les résultats ci-dessous :

Le découpage séquentiel exécutée sur les deux puits P1 et P2 mis en relief l'existence de plusieurs surfaces-limites de types SB et des surfaces d'inondation maximale (**MFS**). Ces surfaces-limites déterminent quatre (04) séquences de dépôts sur chacun des puits et toute séquence est constituée de trois (03) cortèges sédimentaires. Ces cortèges sont déterminés par deux (2) surfaces-limites. On retrouve des cortèges de bas niveau marin (**LST**), des cortèges de haut niveau marin (**HST**) et des cortèges transgressifs (**TST**), suivant la dynamique de dépôt (transgression et régression). La mise en évidence des séquences de dépôts et des cortèges sédimentaires permet de reconstituer les diverses fluctuations eustatiques ayant affectées les séquences et puis les environnements de dépôts. Les cortèges à leurs tours, vont nous permettre d'établir une corrélation afin de suivre l'évolution latérale des faciès (continuité) ainsi l'évolution des épaisseurs comprises dans les puits étudiés.

L'analyse séquentielle aboutit à la mise en évidence de la succession des différents environnements de dépôt qui constituent la région de Zemlet En Naga et Zemoul El Kbar, qui est caractérisée par des milieux de dépôts profonds à moins profonds tels que le domaine de l'offshore, le domaine du shoreface et le domaine subtidal. L'analyse séquentielle des puits a permis de retracer l'évolution verticale des environnements de dépôt, et cela à partir lecture descriptive des enregistrements diagraphiques du Gamma Ray, qui révèlent la différenciation des faciès composant les environnements de dépôt qui constituent la région étudiée, (faciès argileux qui composent les domaines profonds et des faciès gréseux à gréseux-argileux composent les domaines subtidaux).

Chapitre IV :
Caractérisation
pétrophysique des réservoirs
des unités A1 et A2 du SAG
de la zone étudiée

Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique et étude du phénomène de basse résistivité dans le réservoir silurien argilo-gréseux du bassin de berkine (Région de Zemlet En Naga et Zemoul el Kbar, Berkine Est)

Master-Bassins Sédimentaires
(HAROUN T ; ALLOUACHE S, 2020.)

I. Introduction

L'interprétation des diagraphies présente un intérêt majeur dans la caractérisation pétrophysique des réservoirs, et a pour objectif la localisation des réservoirs, la détermination de la lithologie et la nature des fluides contenu dans le réservoir.

L'interprétation des réponses diagraphiques donnent des informations quantitatives sur les paramètres physiques (résistivité, porosité, perméabilité, saturation en fluides, etc.) des roches réservoirs. La combinaison de ces paramètres à travers des diagrammes ou cross-plots permet de faire toute l'analyse qualitative pour accéder à davantage d'information sur les propriétés des formations réservoirs et une évaluation plus effective de leurs réelles potentialités en hydrocarbures.

II. Les diagraphies enregistrées

Les diagraphies qui ont été enregistrés dans les puits P1 et P2, dans le réservoir silurien de la région de Zemlet en naga et Zemoul el Kbar dans le champ de berkine ouest, sont diversifiées et comprennent :

- Gamma Ray [API]
- Sonique [$\mu\text{s}/\text{ft}$]
- Caliper [inches]
- Résistivité [Ω/m]
- Densité [g/cm^3]
- Neutron [m^3/m^3]

III. Les étapes d'interprétation des diagraphies

III .1. Interprétation qualitative

III.1.1. Délimitation des zones réservoirs

En premier lieu, il est nécessaire de localiser les bancs gréseux pour leur propriété de porosité, condition essentielle pour renfermer des fluides et en particulier les hydrocarbures.

Ceci a été fait sur la base de la diagraphie du rayonnement gamma naturel [GR] en fixant au préalable une valeur seuil dite **Cut-off** de la teneur en argile (**Vshcut-off**) à 40%, qui correspondra sur la réponse diagraphique à une valeur limite de l'intensité du rayonnement gamma naturel ou **GRcut-off** prise comme référence pour séparer les formations propres des formations argileuses. Pour calculer le **GRcut-off**, nous utilisons la formule suivante :

$$\mathbf{GRcut-off} = \mathbf{Vshcut-off} * (\mathbf{GRmax} - \mathbf{GRmin}) + \mathbf{GRmin}$$

Avec : **GRmin** : valeur minimale lue en face d'un niveau gréseux.

GRmax : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

Vshcut-off : c'est la valeur maximale du pourcentage du volume d'argile pour laquelle on ne considère plus la formation comme réservoir.

Les résultats obtenus pour les des deux puits étudiés P1 et P2 sont reportés dans le tableau suivant :

Puits	GR min (API)	GR max (API)	Vsh cut-off (%)	GR cut-off (API)
P1	31	142	40	75,4
P2	30	135	40	70.0

Tableau IV-1 : Les valeurs du GR-Cut-off pour les puits P1 et P2.

Les délimitations des zones réservoirs sur les logs Gamma Ray pour les puits P1 et P2 sont présentées en annexe.

III.1.2. Identification du type de distribution des argiles :

Il est essentiel de déterminer le type de distribution des argiles afin de choisir l'équation adéquate pour le calcul de la saturation en eau de formation (S_w) dans le cas de $V_{sh} > 10\%$.

La détermination du type d'argile et sa distribution sont réalisées au moyen de l'abaque triangulaire, en utilisant le cross-plot porosité densité – porosité neutron ($\Phi_N - \Phi_D$). Ces dernières sont déterminées au préalable à partir du banc argileux le plus épais, le moins cavé et le plus proche du réservoir. Ainsi le type d'argiles permet de déterminer la formule adéquate à utiliser pour le calcul des saturations.

A partir des graphes exécutés sur Excel, on a pu déduire le type de distribution des argiles dans les unités A1 et A2 du réservoir silurien étudié (Figure IV.1 et 2). On remarque que l'essentiel du nuage des points est concentré vers le domaine des **argiles dispersées**. Ce qui nous a permis de conclure que les argiles en présence correspondent principalement au type dispersée occupant l'espace poreux. A partir de là, ce sera la formule de Simandoux qu'on retiendra pour le calcul de la saturation en eau S_w des différents intervalles du réservoir.

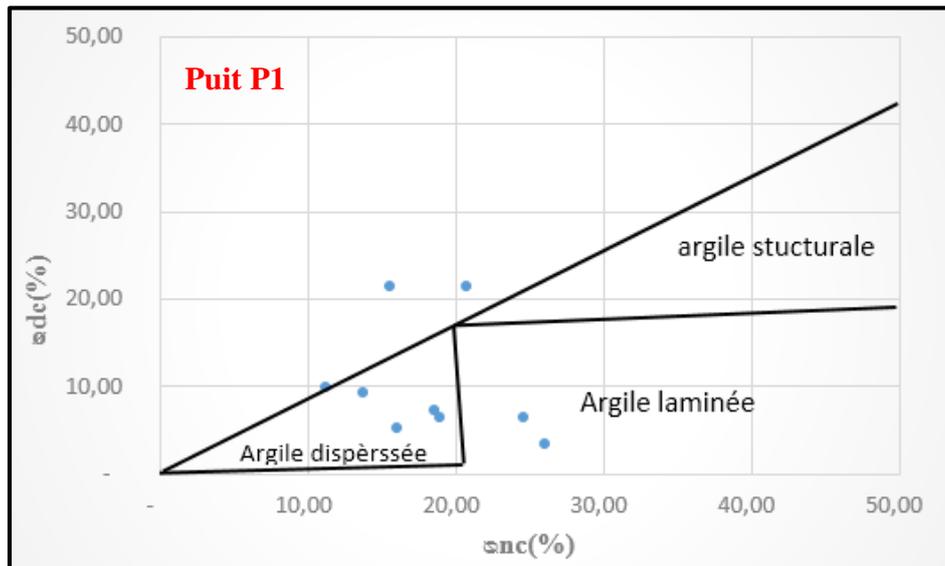


Figure IV.1 : Identification du type de distribution des argiles à partir des cross-plots ($\Phi_{nc} - \Phi_{dc}$) pour le puits P1 au niveau des unités A1 et A2 du réservoir silurien.

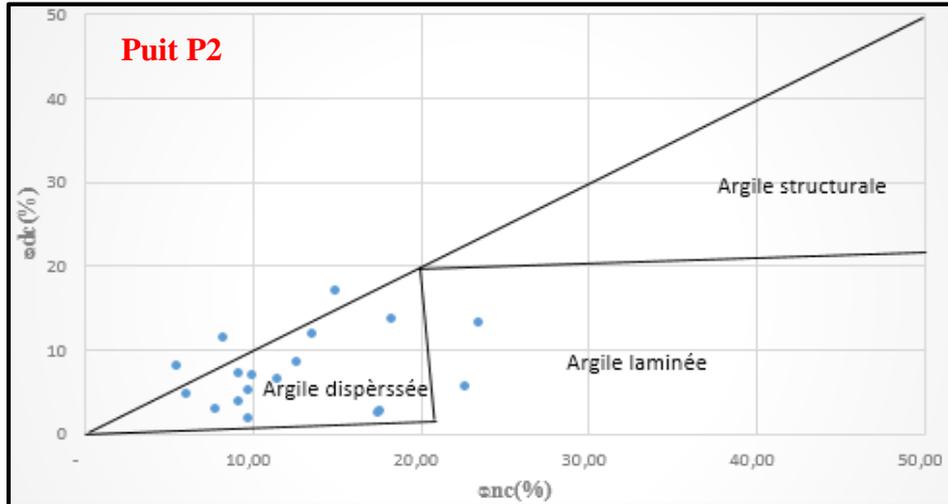


Figure IV.2 : Identification du type de distribution des argiles à partir des cross-plots ($\Phi_{nc} - \Phi_{dc}$) pour le puits P2 au niveau des unités A1 et A2 du réservoir silurien.

III.1.3. Identification du type de matrice

L'étude lithologique des réservoirs est basée sur les différentes réponses des outils de porosité. Le développement de ces outils a permis une meilleure approche de l'étude. Pour cela, on a utilisé les cross-plots ($C_p - I_e$) de Schlumberger qui expriment un rapport graphique entre la densité globale ρ_b et la porosité neutron Φ_N .

Sur ces cross-plots **NPHI-RHOB** établis pour les niveaux des unités A1 et A2 du réservoir silurien étudié, on constate que le nuage de points du niveau réservoir se concentre sur la courbe caractéristique des grés (sandstone), permettant de déduire que la matrice est principalement **gréseuse**, avec un décalage de points à droite vers la courbe de la dolomite au niveau du puits P1, suggérant probablement la présence de bancs argileux (**Figure IV.3 et 4**).

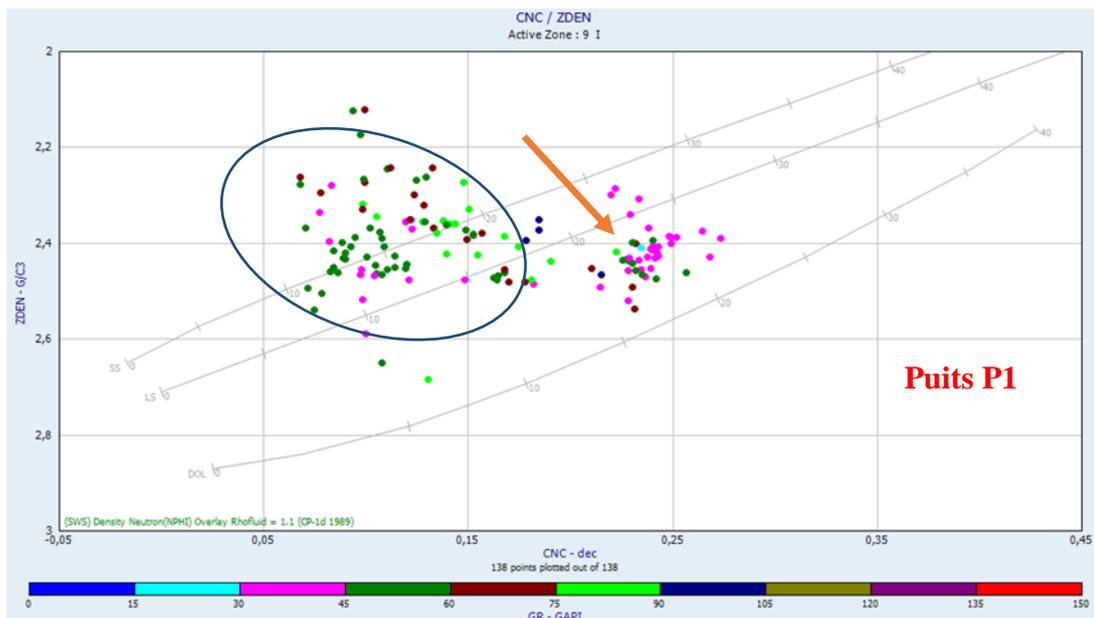


Figure IV.3 : Identification de la lithologie des unités A1 et A2 du réservoir silurien dans les puits P1 à partir des cross-plots porosité de neutron – densité globale (NPHI-RHOB).

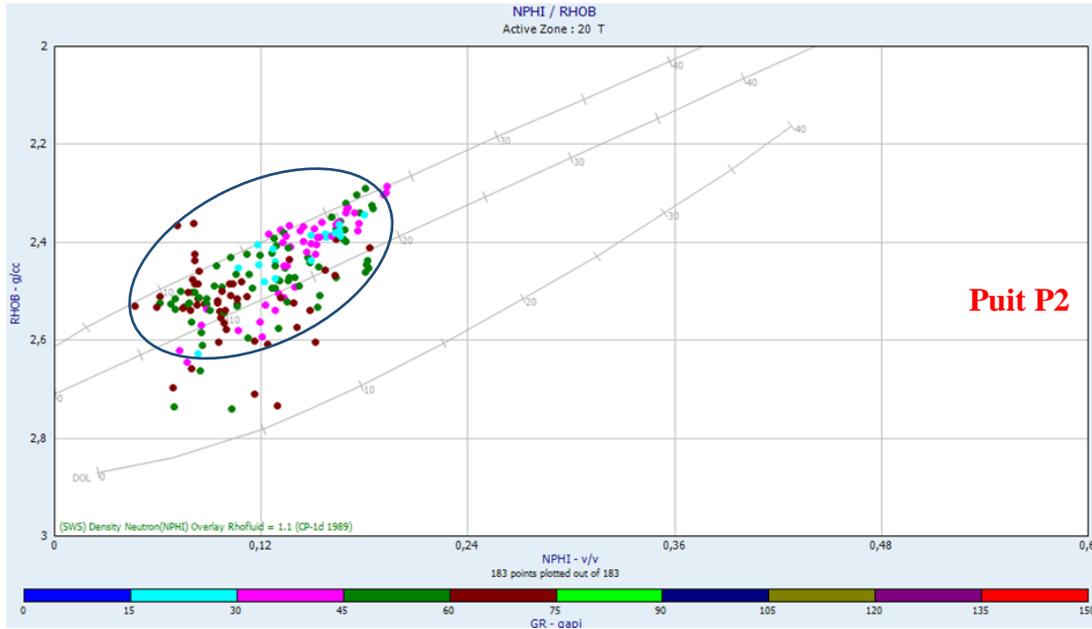


Figure IV.4 : Identification de la lithologie des unités A1 et A2 du réservoir silurien dans les puits P2 à partir des cross-plots porosité de neutron – densité globale (NPHI-RHOB).

III.1.4. Détermination des paramètres matriciels :

La détermination des paramètres matriciels nécessite un niveau aquifère propre ($V_{sh} < 10\%$). Dans le cas où la condition est satisfaite, on utilise les cross-plots ($R_t - \rho_b$) et ($R_t - \Delta t$) pour déterminer la densité de la matrice ρ_{ma} et le temps de transit dans la matrice Δt_{ma} .

Le pointé ($R_t - \rho_b$) représente la droite reliant la résistivité de la formation dans la zone vierge en fonction de la densité globale de la formation, l'intersection de cette dernière avec l'axe de densités nous donne la valeur de la densité matricielle. Le cross plot ($R_t - \Delta t$) nous permet d'obtenir le paramètre matriciel Δt_{ma} , de la même manière que ($R_t - \rho_b$).

Remarque : Les paramètres du fluide du forage (ρ_f et ΔT_f) sont connus.

Les paramètres matriciels obtenus à partir de ces cross-plots ainsi que les paramètres de fluide du forage du puits A sont représentés dans le tableau suivant :

Puit	Paramètres matriciels		Paramètres de fluide du forage	
	ρ_{ma} (g/cc)	ΔT_{ma} ($\mu s/ft$)	ρ_f (g/cc)	ΔT_f ($\mu s/ft$)
P1	2,62	52	1,1	189
P2	2.65	53	1.1	189

Tableau IV.2 : Paramètres matriciels et paramètres du fluide de forage.

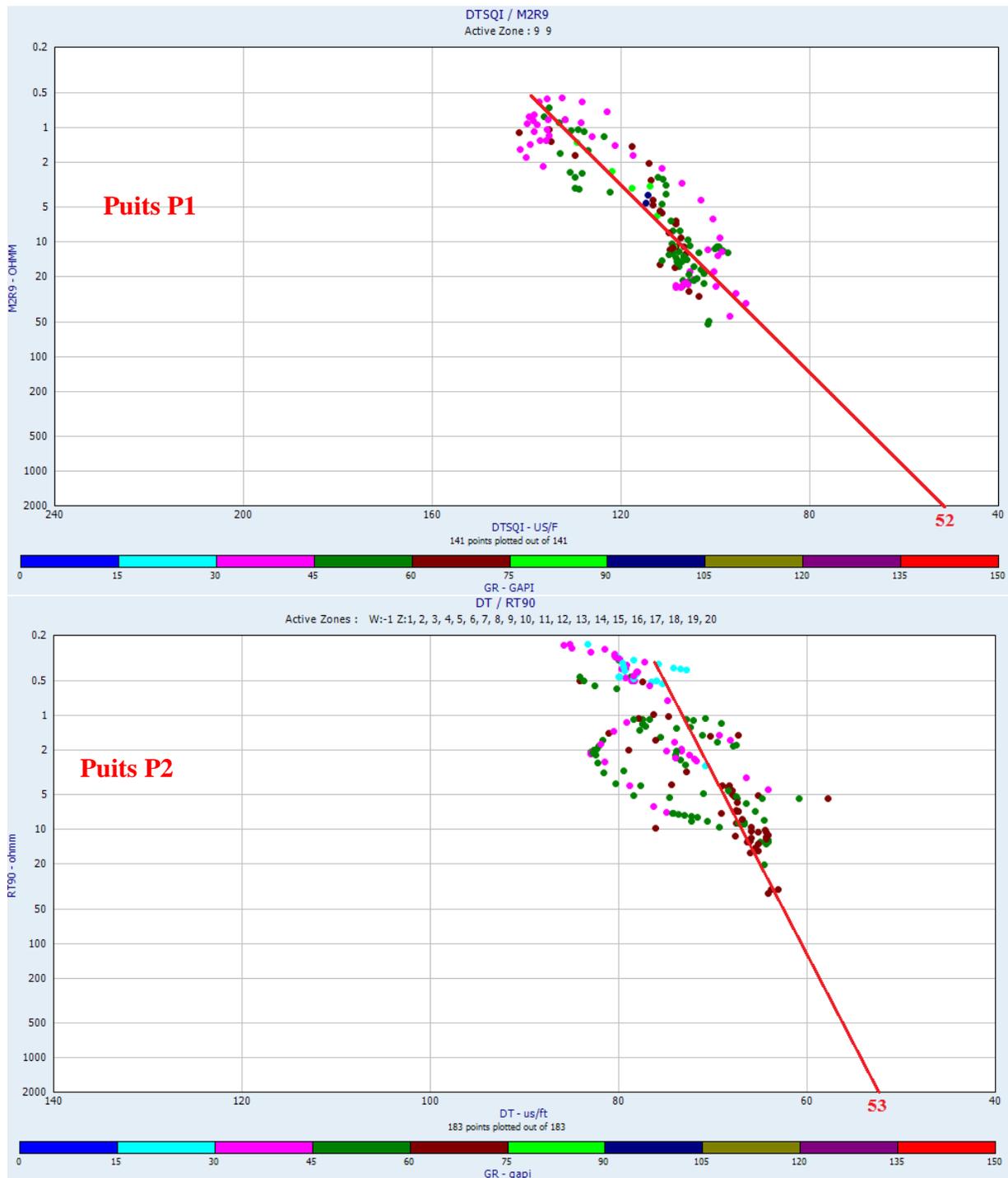


Figure IV.5 : Détermination du temps de transit de la matrice (ΔT_{ma}) à partir du cross-plot (R_t , ΔT).

Chapitre IV : Caractérisation pétrophysique du réservoir silurien

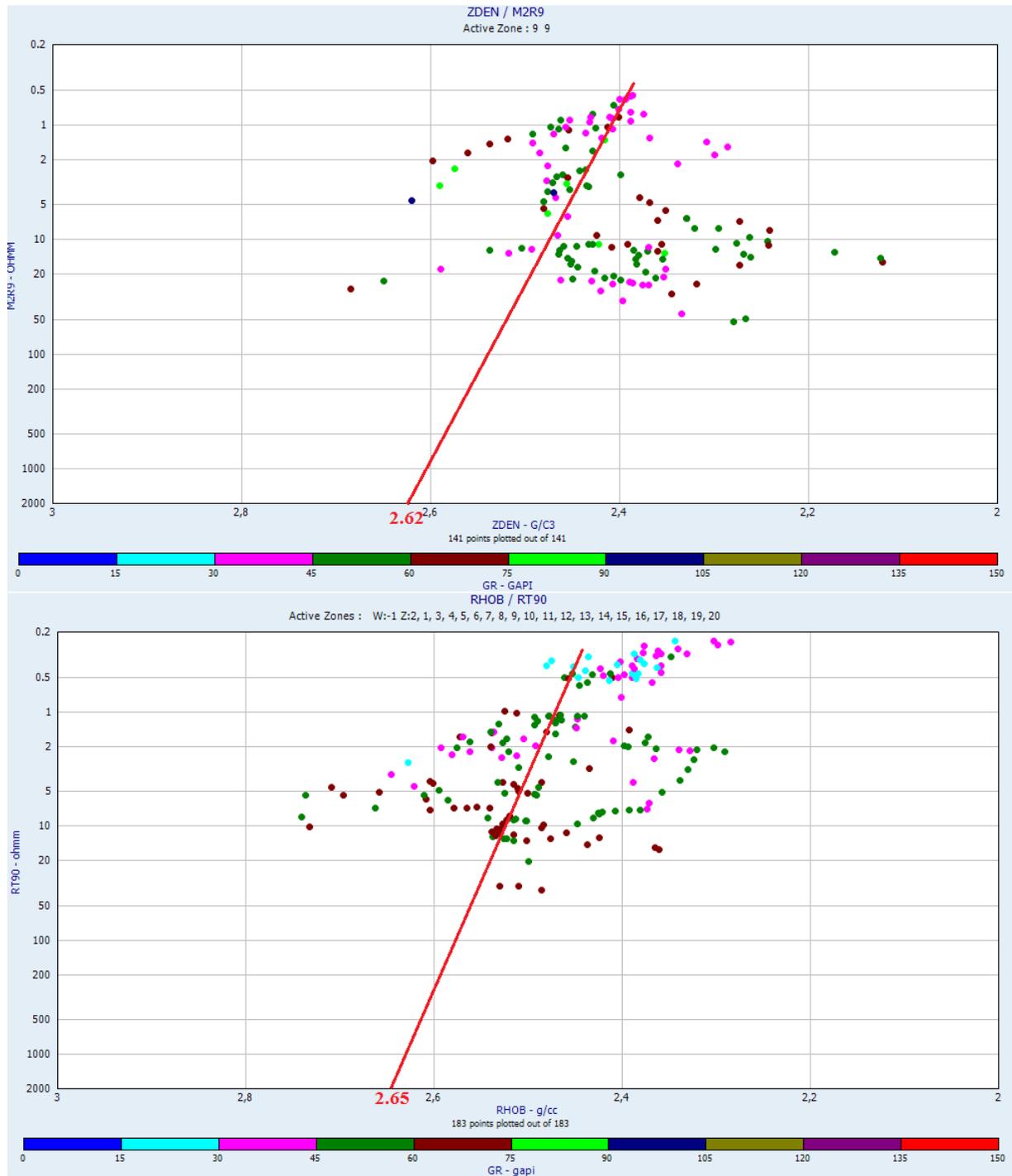


Figure IV.6 : Détermination de la densité de la matrice (ρ_{ma}) à partir du cross-plot (R_t , ρ_b).

III.2. Interprétation quantitative

III.2.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre fondamental dans le calcul de la saturation en eau S_w .

Dans cette étude, on détermine R_w à partir de la salinité régionale et la température du réservoir par l'intermédiaire de l'abaque GEN-9 de Schlumberger. (**Figure IV.7**)

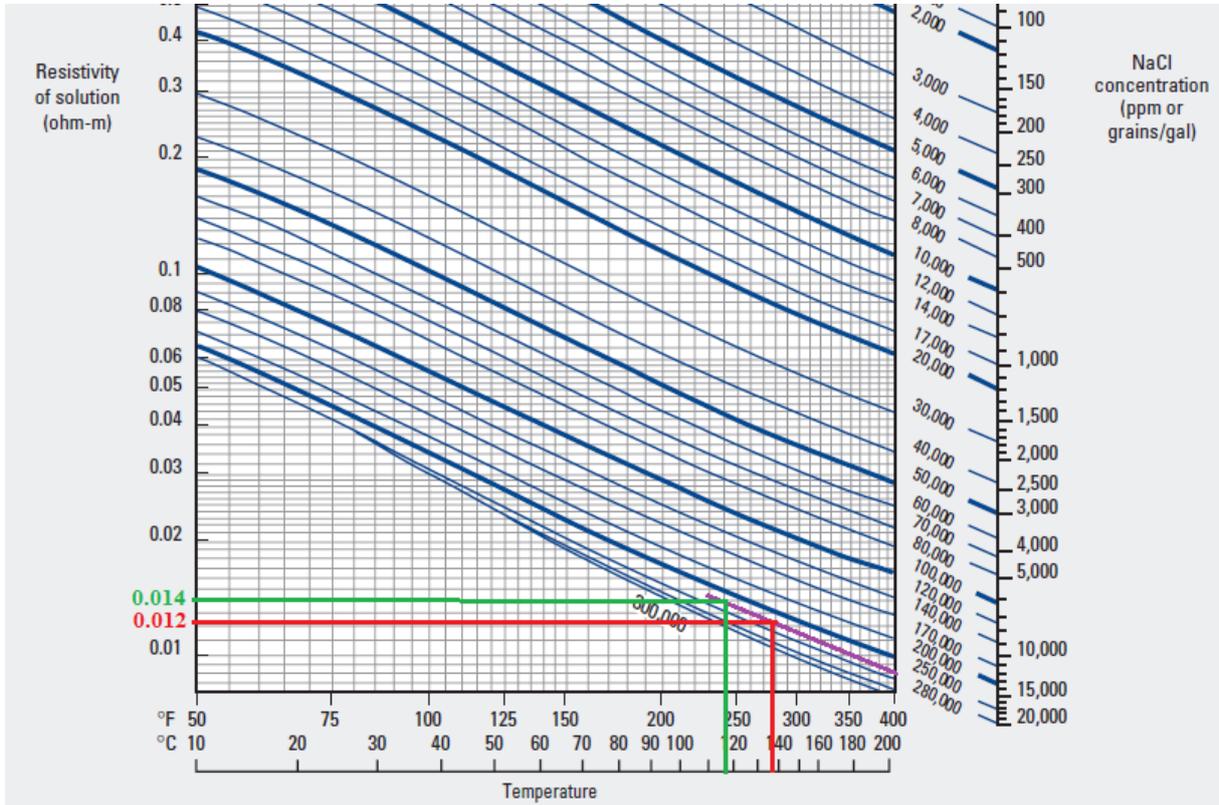


Figure IV.7 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w par la méthode graphique (Abaque GEN-9 de Schlumberger).

Les valeurs de R_w pour les deux puits étudiés sont portées dans le tableau suivant :

Puits	Salinité (g/l)	Température (°C)	R_w ($\Omega.m$)
P1	270	135.5	0.012
P2	270	119.7	0.014

Tableau IV.3 : Les valeurs de R_w obtenues à partir de l'abaque GEN-9.

III.2.2. Détermination des paramètres d'argiles

Les paramètres d'argiles sont nécessaires pour les corrections des porosités densité, neutron et sonique des niveaux contenant une certaine teneur en argile.

Les paramètres d'argile (**R_{sh} , ϕ_{nsh} , ρ_{bsh} , Δt_{sh}**) sont déterminés directement sur le log des diagraphies en faisant une lecture des courbes (**R_t , ϕ_n , ρ_b , Δt**) en face des bancs argileux suffisamment épais, les moins cavés et les plus proches des réservoirs.

Chapitre IV : Caractérisation pétrophysique du réservoir silurien

A partir de ces paramètres, on calcule les différentes porosités corrigées (sonique et densité, neutron) des argiles en utilisant les formules citées précédemment au chapitre II.

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

Puits	ΔT_{sh} ($\mu s/ft$)	Φ_{ssh} (%)	P_{sh} (g/cc)	Φ_{dsh} (%)	Φ_{nsh} (%)	R_{tsh} ($\Omega.m$)
P1	105	38.68	2.5	7.8	31.8	37.7
P2	78	18.38	2.7	3.22	27	27.5

Tableau IV.4 : Les paramètres d'argile dans les deux puits P1 et P2.

III.2.3. Détermination du volume d'argile :

La connaissance du volume d'argile est fondamentale dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, et ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques et d'inférer que la qualité du réservoir.

Son calcul se fait à l'aide de la formule suivante :

$$(V_{SH} \%)_{GR} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} * 100$$

III.2.4. Calcul des porosités (Φ_s , Φ_d , Φ_n et Φ_u) et de la saturation en eau S_w

Après avoir identifié les intervalles des bancs susceptibles d'être réservoirs avec leurs paramètres pétrophysiques (matriciels, argileux, etc.), nous pouvons calculer les différentes porosités (sonique, densité, neutron et utile) ainsi que la saturation en eau S_w en utilisant les formules citées dans le chapitre précédent.

III.3. Résultats de l'interprétation des diagraphies

Les valeurs Cut-off utilisées pour l'interprétation des résultats et la caractérisation de la nature du réservoir sont :

* Cut-off de porosité : Φ Cut-off = 5 % : si $\Phi < 5$ % le niveau réservoir est considéré comme compact.

* Cut-off de saturation en eau : S_w Cut-off = 50 %, au-delà de cette valeur le niveau réservoir est considéré aquifère.

L'ensemble des paramètres des argiles et de la matrice déterminée précédemment nous permettent de calculer les paramètres pétrophysiques au niveau de la zone réservoir du Silurien pour les unités A1 et A2 dans les puits P1 et P2. Les résultats du calcul sont présentés dans les tableaux suivants :

A. Puits P1 :

Chapitre IV : Caractérisation pétrophysique du réservoir silurien

	GR Cut-of = 75,4%	Vsh Cut-of = 40%													
Puit A	interval	GR (API)	Vsh (%)	Dt (us/ft)	ø _s (%)	ø _{sc} (%)	Zden	ø _d (%)	ø _{dc} (%)	CNC	ø _{nc} (%)	ø _u (%)	Rt	SW	observation
A2	3687,3-3687,9	61	27,03	106	39,42	29,15	2,352	17,63	15,52	0,141	9,51	17,05	10,90	17,51	Hydrocarbures
	3688,7-3689,5	55	21,62	106	39,42	31,20	2,262	23,55	21,87	0,124	9,52	19,92	11,09	14,86	Hydrocarbures
	3691,3-3693,1	50	17,12	104	37,96	31,45	2,351	17,70	16,36	0,119	10,46	18,33	11,40	15,93	Hydrocarbures
	3698,1-3700,0	56	22,52	103	37,23	28,67	2,241	24,93	23,18	0,097	6,54	18,62	6,61	20,59	Hydrocarbures
	3700,3-3706,2	46	13,51	97	32,85	27,71	2,386	15,39	14,34	0,089	8,60	15,90	4,33	29,80	Hydrocarbures
A1	3731,5-3734,3	40	8,11	99	34,31	31,23	2,413	13,62	12,99	0,098	11,22	17,32	1,04	55,82	Eau
	3735,2-3736,5	35	3,60	113	44,53	43,16	2,386	15,39	15,11	0,104	13,25	22,09	0,55	60,19	Eau
	3737-3742	42	9,91	110	42,34	38,57	2,31	20,39	19,62	0,225	23,35	26,14	0,43	57,51	Eau
	3756,8-3758,2	56	22,52	110	42,34	33,78	2,467	10,07	8,31	0,162	13,04	16,97	1,25	51,95	Eau

Tableau IV.5 : Interprétation de la nature des intervalles des unités du réservoir silurien à partir des données de diagraphies du puits P1.

III.3.1 : Interprétation des diagraphies au-devant du réservoir silurien du puits P1 :

L'unité **A2** montre de bonnes porosités variant entre 15 et 19% et une saturation en eau allant de 17 à 29%. Sur une hauteur utile d'environ 18 m (3 687 – 3 706 m), sur 30m d'épaisseur totale de cette unité (3 680 – 3 710 m).

Au vu de ces résultats combinés (bonne porosité et faible saturations en eau S_w inférieure à 50%) l'unité **A2** peut être assimilée à un réservoir saturé en **hydrocarbures**.

L'unité **A1** montre de bonnes porosités variant entre 16 et 26 %, tandis que la saturation en eau oscille entre 51 et 60 % sur une épaisseur de 10.5 m (3 731.5 – 3 742 m). Les résultats obtenus au-devant de ces bancs gréseux montrent des saturations en eau $S_w > 50$, indiquant ainsi un réservoir saturé en eau (**aquifère**).

Au regard de ces résultats, l'unité **A1** du réservoir silurien présente le phénomène d'anomalie de basses résistivité $S_w = (51 \text{ à } 60 \%)$; vu que les valeurs de la saturation en eau en face de cette unité sont supérieures à 50%.

Pour lever cette anomalie, un test MDT ou DST peut être recommandé pour une meilleure évaluation de cette unité afin de mieux estimer ses capacités de production.

Chapitre IV : Caractérisation pétrophysique du réservoir silurien

B. Puits P2

Puit P2	interval	GR (API)	Vsh (%)	Δt ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	Φ_s (%)	Φ_{sc} (%)	RHOB	Φ_d	Φ_{dc}	NPHI	Φ_{nc}	Φ_u	Rt(Ohm.m)	Sw (%)	Observations
A2	4091,1-4091,7	64	34	66	9,56	3,31	2,361	18,65	17,55	0,081	2,92	8,35	10,3	37,18	Hydrocarbures
	4096,1-4096,5	66	36	64	8,09	1,47	2,51	9,03	7,87	0,039	-1,82	2,60	33,9	-	Compact
	4098,6-4098,8	64	34	67	10,29	4,04	2,513	8,84	7,74	0,083	3,12	5,05	10,6	60,53	Eau
	4099,9-4100,2	61	31	66	9,56	3,86	2,365	18,39	17,39	0,071	2,73	8,37	14,5	31,25	Hydrocarbures
	4101,7-4102,6	47	17	67	10,29	7,17	2,501	9,61	9,07	0,08	7,41	7,95	8,7	42,49	Hydrocarbures
	4102,8-4103,3	62	32	67	10,29	4,41	2,541	7,03	6,00	0,096	4,96	5,19	6,77	73,76	Eau
	4104,3-4104,7	58	28	65	8,82	3,68	2,658	0,52	-1,42	0,07	3,44	1,74	5,06	-	Compact
	4109,5-4110,7	66	36	68	11,03	4,41	2,491	10,26	9,10	0,097	3,98	5,96	4,14	82,14	Eau
	4111,3-4112,3	50	20	69	11,76	8,09	2,486	10,58	9,94	0,085	7,1	8,40	4,54	55,64	Eau
	4116,5-4117	59	29	65	8,82	3,49	2,486	10,58	9,65	0,059	2,07	5,21	10,6	58,68	Eau
A1	4118,3-4118,8	62	32	76	16,91	11,03	2,484	10,71	9,68	0,099	5,26	8,44	8,44	40,62	Hydrocarbures
	4119,7-4124,9	49	19	85	23,53	20,04	2,291	23,16	22,55	0,068	5,67	15,73	1,64	49,45	Hydrocarbures
	4161,1-4163,3	44	14	77	17,65	15,07	2,435	13,87	13,42	0,119	12,12	13,40	1,09	71,20	Eau
	4163,9-4163,3	40	10	78	18,38	16,54	2,45	12,90	12,58	0,073	8,6	12,21	0,97	82,79	Eau
	4166,2-4167,5	35	5	82	21,32	20,40	2,366	18,32	18,16	0,112	13,85	17,21	1,08	55,70	Eau
	4168,9-4169,6	57	27	84	22,79	17,83	2,51	9,03	8,16	0,148	11,51	12,02	2,03	58,17	Eau
	4170,2-4170,3	65	35	72	13,97	7,54	2,548	6,58	5,45	0,136	8,15	7,00	3,65	74,45	Eau
	4171,6-4172,4	48	18	84	22,79	19,49	2,41	15,48	14,90	0,181	17,24	17,00	0,46	86,37	Eau
	4172,7-4179,6	35	5	84	22,79	21,88	2,285	23,55	23,39	0,107	13,35	19,32	0,35	87,12	Eau
	4183,4-4185,1	49	19	72	13,97	10,48	2,464	12,00	11,39	0,078	6,67	9,42	1,26	94,15	Eau

Tableau IV.6: Interprétation de la nature des intervalles des unités du réservoir silurien à partir des données de diagraphies du puits P2.

III.3.2 : Interprétation des diagraphies au-devant du réservoir silurien du puits P2

L'unité A2 montre des porosités bonnes à médiocre, qui varient entre 1.7 à 15%. On a deux intervalles compacts (4 096.1 – 4 096.5 m) et (4 104.3 – 4 104.7 m) avec des porosités moyennes de l'ordre de 2 %.

Quant aux intervalles (4 091,1 – 4 091,7 m) et (4 099,9 – 4 102,6 m), ils sont saturés en hydrocarbures, puisque $S_w < 50\%$, celles-ci varient entre 31 et 49 %.

Enfin, les intervalles (4 098,6 – 4 098,8 m), (4 102,8 – 4 103,3 m) et (4 109,5 – 4 124,9 m) sont saturés en eau (Aquifères), vu que leurs $S_w > 50\%$ (varie entre 55 et 82%).

L'unité A1 montre des porosités bonnes entre 8 et 19% et des saturations en eau qui varient entre 55 et 95%, toute cette unité est saturée en eau (Aquifères).

Ces résultats montrent que la plupart des intervalles du puits P2 sont saturés en eau, sauf qu'au niveau de l'unité A1 du réservoir silurien on a la présence de quelques intervalles saturés en hydrocarbures ; alors on déduit que le puit P2 présente le phénomène de l'anomalie des basses résistivités, où les valeurs de R_t varient entre 0.35 à 3.65 Ohm.m, et les valeurs de la saturation en eau en face de cette unité sont supérieures à 50%. Un test MDT ou DST peut être recommandé pour une meilleure évaluation de cette unité afin de mieux estimer ses capacités de production.

Après la mesure du gradient et densité des fluides pour le puits P2 en utilisant l'équation suivante :

$$G = \left(\frac{P_2 - P_1}{Pr_2 - Pr_1} \right) (Psi/m)$$

$$d = \frac{G}{1.422} (g/cc)$$

Avec :

G : Gradient de pression (Psi/m) et **Pr** : Profondeur (m)

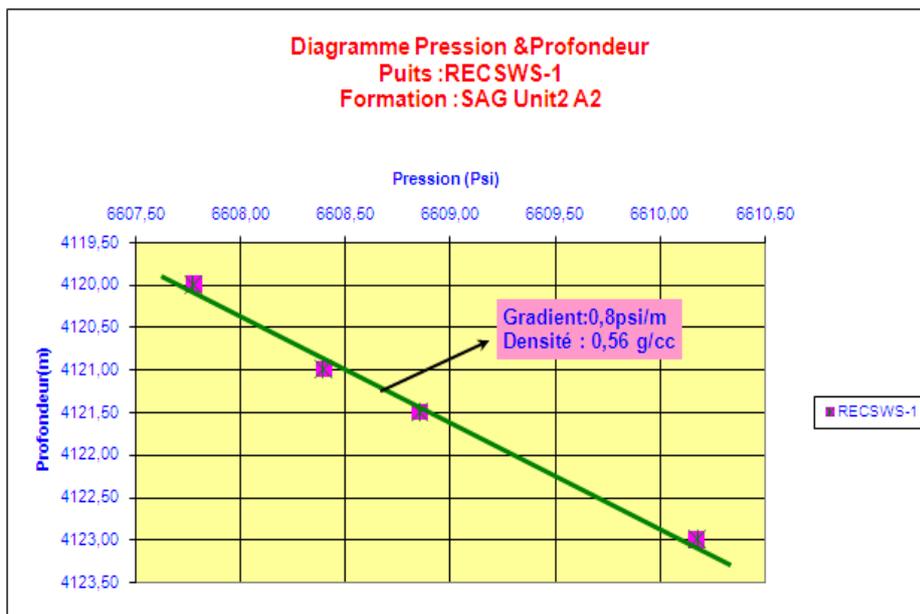


Figure IV.8 :
Diagramme pression –
profondeur de l'unité
A1 du réservoir
Silurien F6 dans le
puits P2.

Le gradient de pression du réservoir **SAG unité A2** dans le puits **P2**, montre qu'il est à hydrocarbure, de densité $d=0.56$ g/cc.

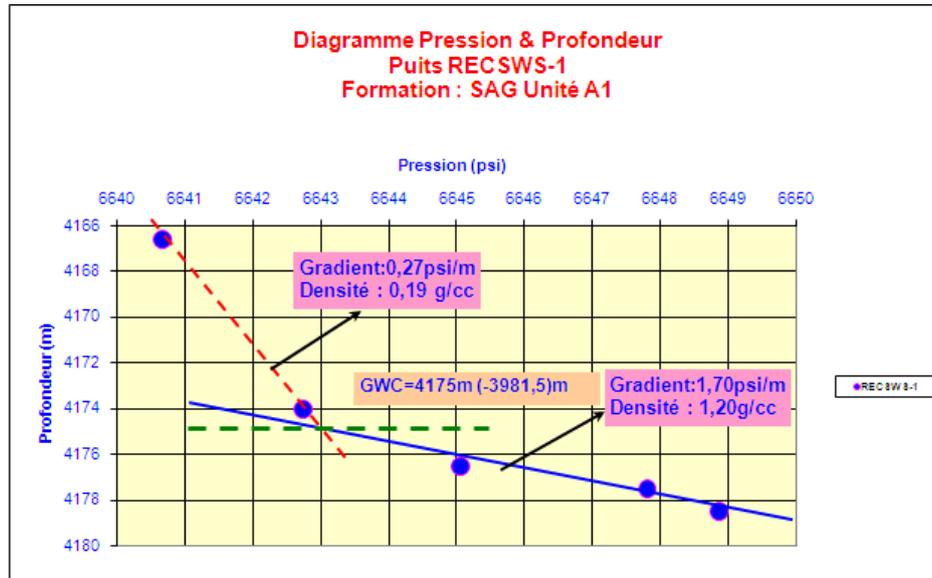


Figure IV.9 : Diagramme pression – profondeur de l'unité A1 du réservoir Silurien F6 dans le puits P2.

Les mesures de pression enregistrées au niveau du réservoir **SAG Unité A1** du puits **P2**, donnent un gradient à hydrocarbures évalué à 0,27 psi/m ($d=0,19$ g/cc). Plus bas, les mesures de pressions donnent un gradient à eau de densité $d = 1.20$ g/cc.

Un contact Gaz-Eau a pu être tracé à l'intersection des deux à la profondeur 4175m.

III.3.3 : Elan ou log composite des puits P1 et P2 : (Figure IV.10 et 11)

- Le croisement entre la courbe de densité et neutron indiquent la présence de pétrole, confirmé par les faibles valeurs de S_w lues sur la courbe de saturation.
- La superposition des courbes des macro- et micro-résistivités indique l'absence du phénomène d'invasion.
- Dans l'unité A1, la courbe de saturation montre des valeurs élevées de S_w , qui coïncident avec la superposition des courbes de densité et neutron, ce qui indique une saturation en eau (aquifère).
- Grande séparation entre les deux logs (Densité et Neutron) indiquant la présence de gaz.

Un test MDT est effectué au niveau de ces deux puits, afin de confirmer la nature des fluides contenus dans ces unités du réservoir silurien.

Dans le puit **P1** sur l'intervalle (3 731.5 – 3 742 m) de l'unité **A1**, l'échantillon prélevé indique la présence d'hydrocarbures et non pas d'eau, donc l'unité **A1** est saturée en **hydrocarbures** avec un débit productif de 14.57 m³/h d'huile et 9 710 Sm³/h de gaz.

La figure **IV.8** et **IV.9** montrent le résultat du test pour le puits **P2**.

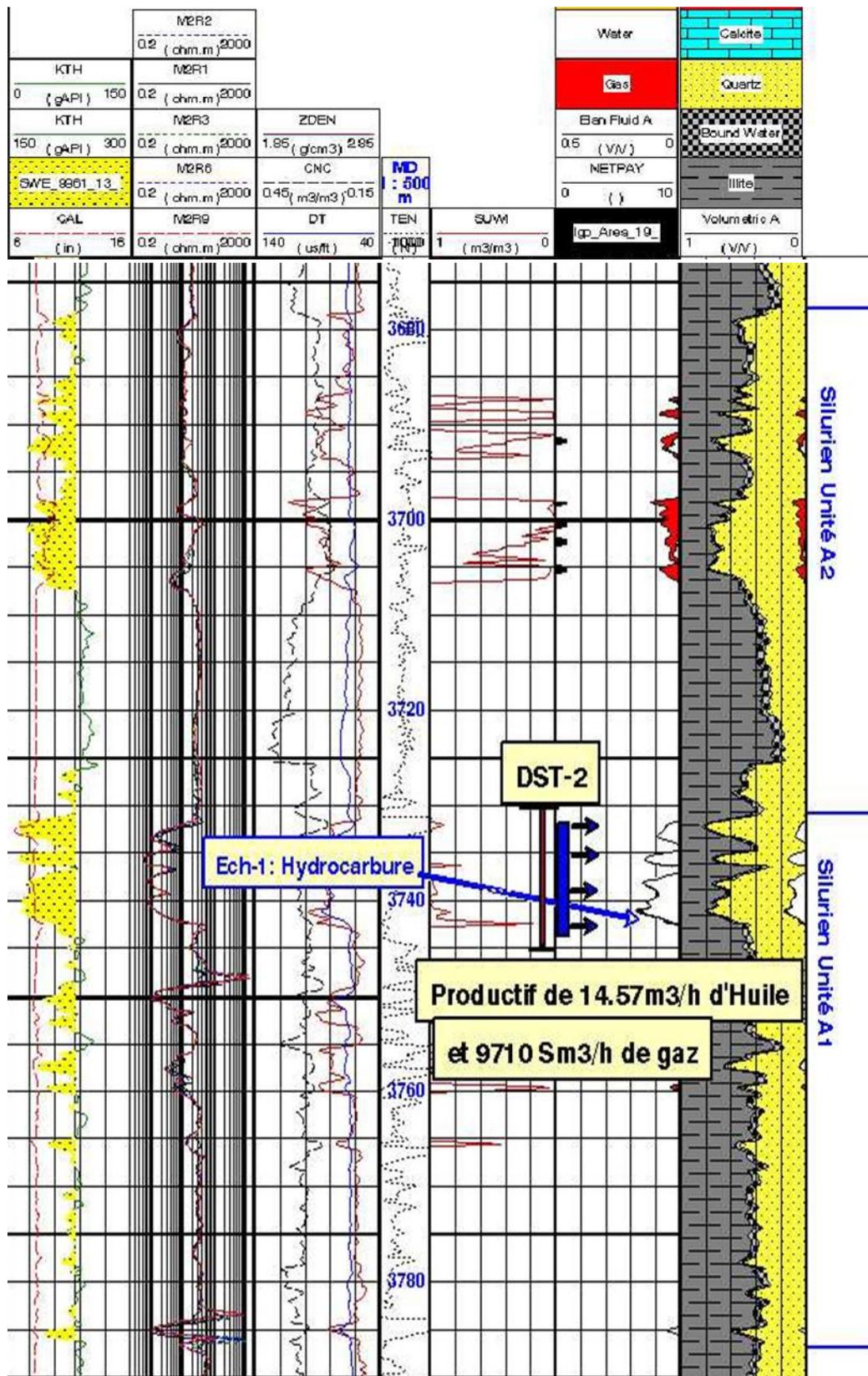


Figure IV.10: Elemental Log Analysis ou ELAN de l'interprétation diagraphique du puits P1 intervalle (3680m-3780m) dans l'unité A1 et A2 de Silurien. (Document SONATRACH, 2020).

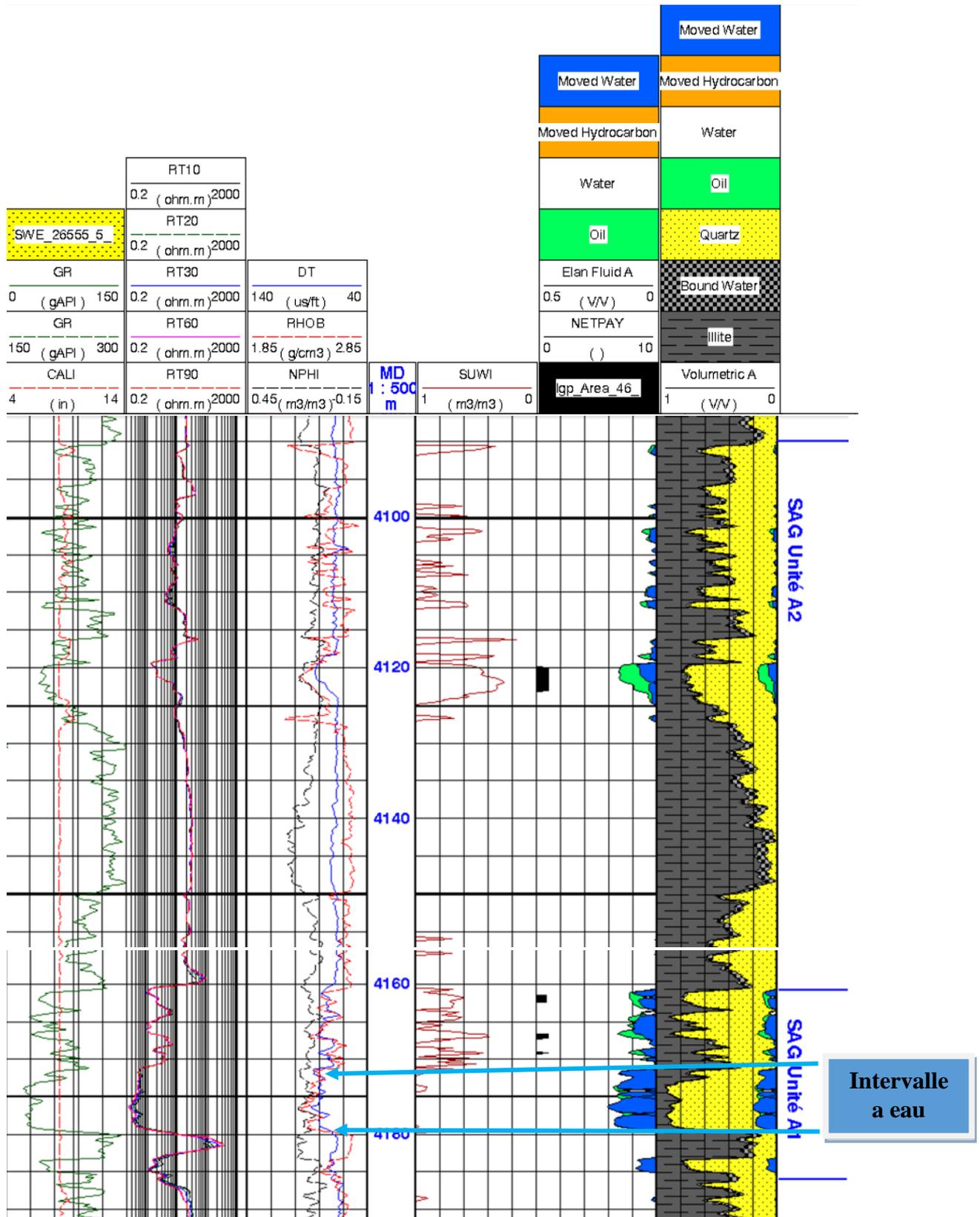


Figure IV.11: Elemental Log Analysis ou ELAN de l'interprétation diagraphique du puits P2 intervalle (4090m-4186m) dans l'unité A1 et A2 de Silurien. (Document SONATRACH, 2020).

IV : Conclusion :

L'interprétation des enregistrements diagraphiques et l'évaluation des paramètres pétrophysiques des unités A1 et A2 dans les puits P1 et P2 du silurien argilo-gréseux, indiquant de bons paramètres pétrophysiques (la porosité varie entre 7-20%) susceptible de contenir des hydrocarbures, au niveau de l'unité A2 du puit P1 et quelques intervalles de l'unité A2 du puit P2 où on a aussi deux intervalles compacts ($\phi < 5$), alors que l'unité A1 des deux puits ainsi que quelques intervalles du puit P1 sont indiqués saturés en eau.

Les intervalles saturés en eau laissent supposer la présence de l'anomalie de basses résistivités dans le réservoir, ce phénomène a diverses origines telles que la présence ou non de minéraux conducteurs, l'épaisseur des couches, phénomène d'invasion... ce qui provoque une chute des résistivités, ce qui ne permet pas la mise en production de ces puits tant qu'on est pas certain de la nature des fluides contenus dans le réservoir. Auparavant, les réservoirs qui montrent ce phénomène, étaient abandonnés malgré leurs contenus importants en hydrocarbures. Actuellement, il existe des techniques et des outils qui permettent de faire des tests et prélever des échantillons, et une réévaluation des données diagraphiques.

Dans la plupart des cas, on utilise des cross plots sur la base de log NGS (U, Th, K), et cela afin de mettre en évidence la nature de la matrice, et identifier s'il y a l'existence de minéraux conducteurs dans le réservoir qui peuvent entraîner la baisse des résistivités. Comme il y a diverses sondes telles que Modular dynamique Data (MDT), Résonance magnétique nucléaire (NMR)... qui facilitent l'identification de la nature de fluide présent dans le réservoir. Ces méthodes seront abordées dans le chapitre suivant.

Chapitre V :

Etude du phénomène des anomalies de basse résistivité

**Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique et étude du phénomène de basse résistivité dans le réservoir silurien argilo-gréseux du bassin de berkine (Région de Zemlet En Naga et Zemoul el Kbar, Berkine Est)
Master-Bassins Sédimentaires
(HAROUN T ; ALLOUACHE S, 2020.)**

I. Introduction :

Le phénomène des zones à hydrocarbures de faibles résistivités se manifeste tant dans les carbonates que dans les grès, mais il est plus fréquent dans les réservoirs gréseux. Ces réservoirs se référant aux couches de pétrole et de gaz caractérisées par des valeurs de résistivités très faibles, par rapport à ce qu'elles doivent être normalement. Ce qui rend leurs identifications difficiles relativement aux couches aquifères adjacentes. Ainsi, ils sont définis en tant que réservoirs d'huile et de gaz à faible résistivités. Plusieurs facteurs peuvent être à l'origine de l'apparition de ce phénomène, ils sont complexes et peuvent être liés à la nature lithologique des formations réservoirs, les propriétés physiques des roches qui les constituent, leurs microstructures, leur porosité, leur teneur en minéraux argileux et éléments lourds (pyrites, fer, etc.) ou encore, la minéralisation de l'eau qu'elles contiennent ainsi que les phénomènes d'invasion du fluide de forage.

Le problème avec ces zones est que la détermination précise des paramètres pétrophysiques avec les diagraphies classiques (résistivités, radioactivité naturelle, densité ; neutron, sonique) devient très difficile, et l'interprétation de ces données s'en trouve biaisée, notamment la résistivité indique une saturation en eau élevée, même s'il y a l'existence d'un bon potentiel d'hydrocarbures dans le réservoir.

Maintenant que les prix du pétrole ont baissé, et les puits de développement sont devenus difficiles à justifier en raison de leur coût élevé, la meilleure stratégie à adopter consiste d'un côté, à réévaluer les enregistrements des données, principalement pour les zones susceptibles d'être potentiellement productrices exhibant de faibles valeurs de résistivité, et de l'autre, à exploiter les diagraphies de haute résolution telles que la résonance magnétique nucléaire [RMN], le Modular Dynamic Data [MDT] ou les données Ecoscope, afin de mieux cerner les capacités productives de ces zones et identifier la nature des fluides qui se trouvent réellement dans le réservoir.

II. Facteurs à l'origine des basses résistivités :

La recherche montre que les facteurs pouvant affecter les valeurs des propriétés du réservoir et induire le phénomène des basses résistivités sont multiples. Généralement, on a toujours un facteur principal auquel peuvent se greffer d'autres facteurs secondaires.

On regroupe ces facteurs en deux groupes principales :

II.1. Facteurs liés à l'environnement : Ce sont les facteurs qui sont en relation avec le forage qui influent sur les mesures des diagraphies ; tel que :

II.1.1 : Effet de l'invasion

Les réponses des outils de diagraphies notamment ceux des résistivités dans les formations poreuses et perméables peuvent être affectées par l'invasion qui est représenté par le fluide de forage qui génère des perturbations des fluides contenus dans les formations forées ; si leur rayon d'investigation n'atteint pas la zone vierge. Cet effet, dépend bien sûr de la salinité du filtrat et des autres constituants de la boue. Si le filtrat est salé la résistivité va chuter (Achache, 1994).

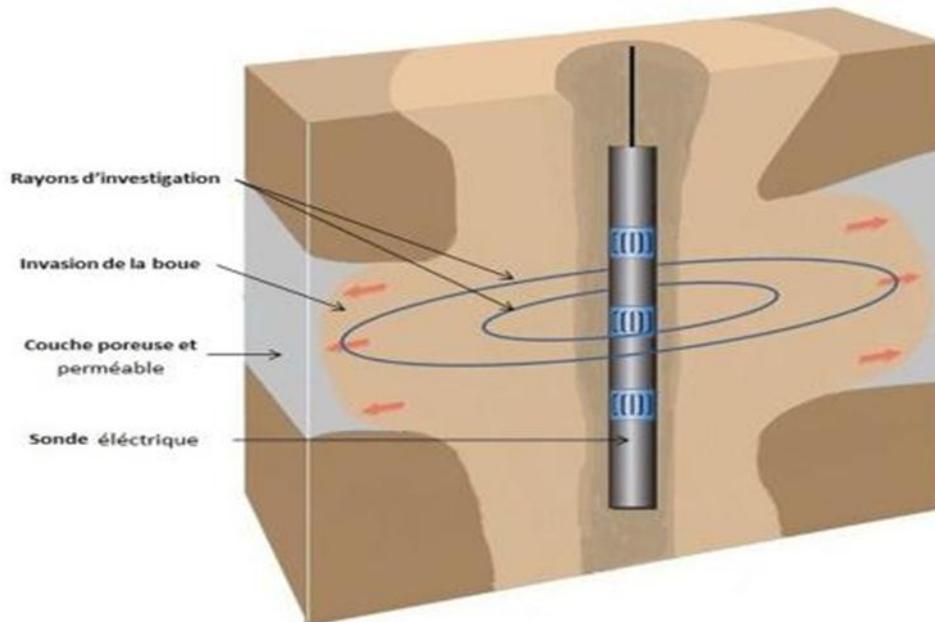


Figure V.1 : Effet de l'invasion sur les outils de résistivités. (Document SONATRACH).

II.1.2. Le pendage des couches :

En présence d'un pendage de la couche forée, la symétrie des lignes de courant est perturbée par les couches adjacentes. Donc, le courant induit peut refléter la conductivité de plusieurs couches.

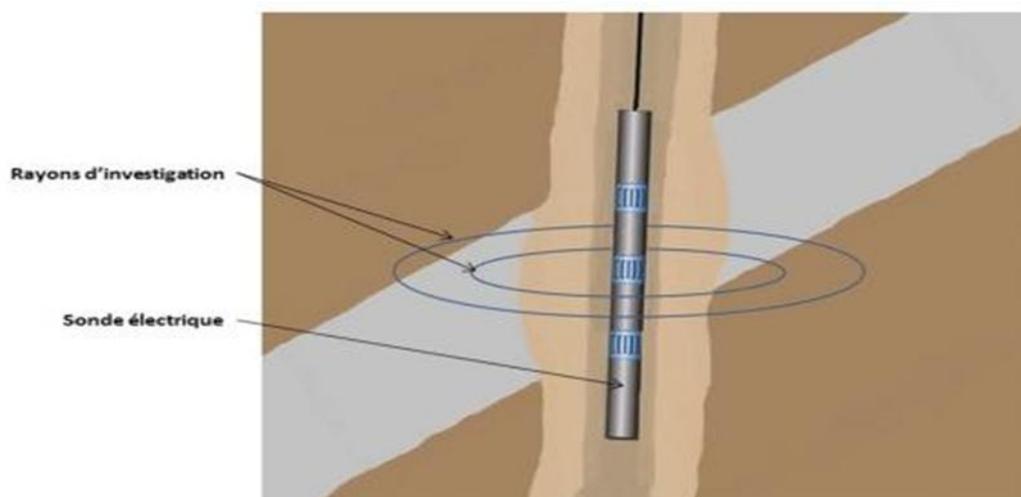
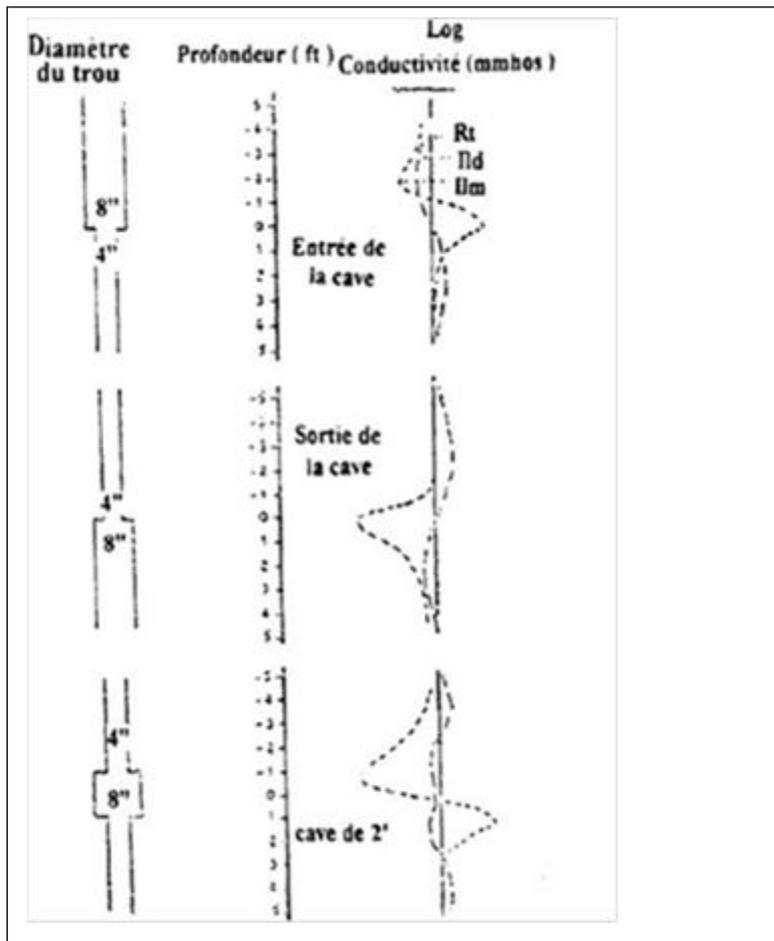


Figure V.2 : Effet du pendage des couches. (Document SONATRACH).

II.1.3. Effet du diamètre du trou



Les conditions du trou ont un effet direct sur les signatures éclectiques des outils de diagraphie. Le diamètre du trou affecte considérablement la mesure de la résistivité. Ainsi, pour les grands diamètres, le rapport entre la valeur de la résistivité corrigée et la résistivité lue varie du simple au double (de 1.5 à 2). La figure ci-contre montre l'effet des caves sur les réponses d'une induction. L'effet est lié au sens du mouvement de la sonde, à la hauteur et au diamètre de la cave. Si on tient compte de ces travaux, les chutes des résistivités sont obtenues plus à la sortie et au droit d'une cave. L'effet augmente si la boue est conductrice. Ainsi, les corrections des résistivités sur l'effet de la géométrie du trou s'avèrent indispensables, surtout pour les anciens outils.

Figure V.3 : Effet du diamètre du trou sur la résistivité (Document SONATRACH).

II.2. Facteurs liés à la géologie

Ce sont les facteurs liés à la composition et la nature lithologique des formations traversées ainsi que leurs caractéristiques, telles que :

II.2.1. Taille des grains

Les grés avec des particules fines à très fines (petit diamètre), ont une grande teneur en eau irréductible. Plus les grains sont fins, plus la quantité d'eau dans la formation est importante. Ce qui rend les valeurs de leurs résistivités très faibles, bien qu'il pourrait y avoir dans les pores des hydrocarbures (RIZKY, T. A., et al, 2016).

II.2.2. Effet des bancs minces

Les outils de diagraphies conventionnelles ont une résolution verticale limitée (1 à 4 pieds (feet)), du coup lorsque les lits sont très minces (épaisseur de l'ordre de 0.5 feet), ils ne peuvent être résolus par ces outils de diagraphie (RIZKY, T. A., et al, 2016). Dans les grés argileux, la conductivité des laminations d'argiles est généralement plus importante que les bancs de grés à gaz ou huile, il en résulte que la conductivité sera élevée, inversement la

Chapitre V : Etude du phénomène des anomalies de basse résistivité

résistivité sera faible (ADEDAPPO, A. et al., 2017). Ce qui fait que la zone sera vue comme un réservoir de mauvaise qualité ou médiocre, et il ne sera pas exploité contournant ainsi un potentiel pétrolier pouvant être considérable.

II.2.3. Le système de porosité

Même si la porosité effective contient des hydrocarbures, la résistivité ne doit pas forcément être élevée du fait que le passage du courant électrique peut s'effectuer à travers un réseau conducteur formé essentiellement par un autre type de porosités (porosités non connectées) (Achache, 1994).

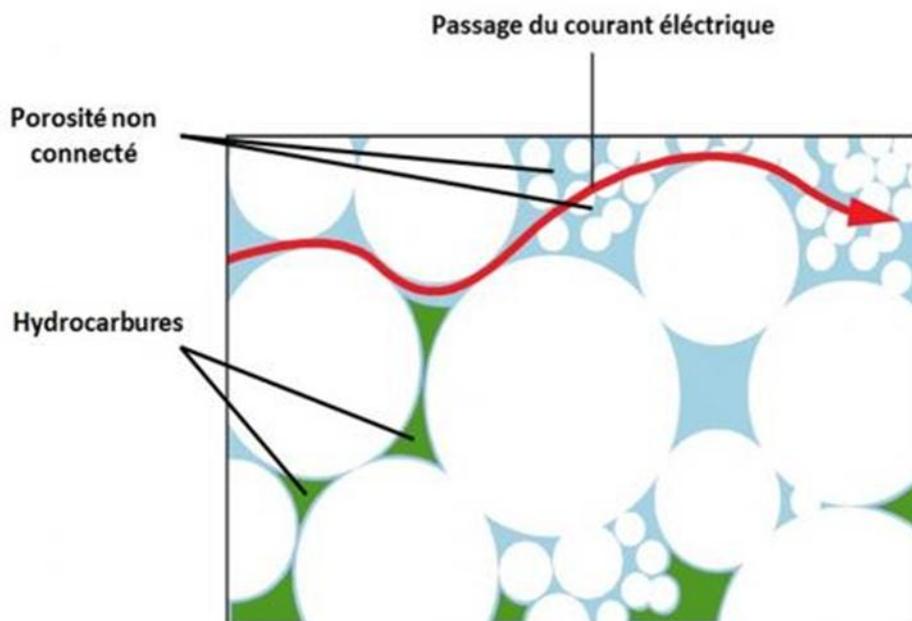


Figure V.4 : Effet de la porosité sur la résistivité (Document SONATRACH).

II.2.4. Nature et distribution des argiles

Les argiles se situant dans le système des pores ont un impact sur les propriétés physiques de la roche réservoir et peuvent affecter les valeurs mesurées de la résistivité de la formation selon leur teneur, leur nature et leur distribution dans le réservoir (Tan Fengqi et al., 2009). Les caractéristiques physico-chimiques des argiles leur confèrent une conductivité électrique qui leur est propre qu'il faut prendre en considération dans l'évaluation des réservoirs (Achache, 1994).

Argiles	Section Spécifique (m ² /cc)	ØN (%)	RHOB (g/cc)	K (%)	U (ppm)	Th (ppm)	GR (Api)	PEF
Kaolinite	23	37	2.41	0.42	1.5-3	6-19	80-130	1.83
Montmorillonite	752	24	2.76	0.16	2-5	14-24	150-200	2.04
Illite	113	24	2.52	4.5	1.5	< 2	250-300	3.45
Chlorite	42	52	2.12	0-3	17-36	0-8	180-250	6.3

Tableau V.1 : Caractéristiques physico-chimiques des minéraux argileux (Document Schlumberger).

II.2.5. La Mouillabilité

Lorsque les grains constituant la matrice du réservoir sont recouverts par une pellicule d'eau (mouillabilité à l'eau), la conductivité augmente même si les pores sont saturés en hydrocarbures et la résistivité diminue en conséquence (Achache, 1994).

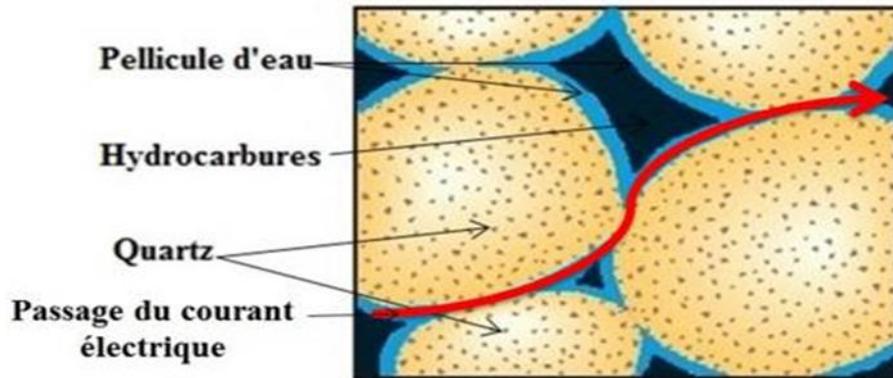


Figure V.5 : Effet de la mouillabilité sur la résistivité.

II.2.6. Présence de minéraux conducteurs

Les minéraux conducteurs peuvent provoquer la baisse des résistivités, ces minéraux contiennent généralement du fer ou du magnésium. Cependant, la concentration et la répartition spatiale de ces minéraux sont difficiles à quantifier par les diagraphies, et peuvent être la principale raison des faibles résistivités dans les zones productrices, surtout quand le réservoir est composé de grés propre (Tan Fengqi et al)

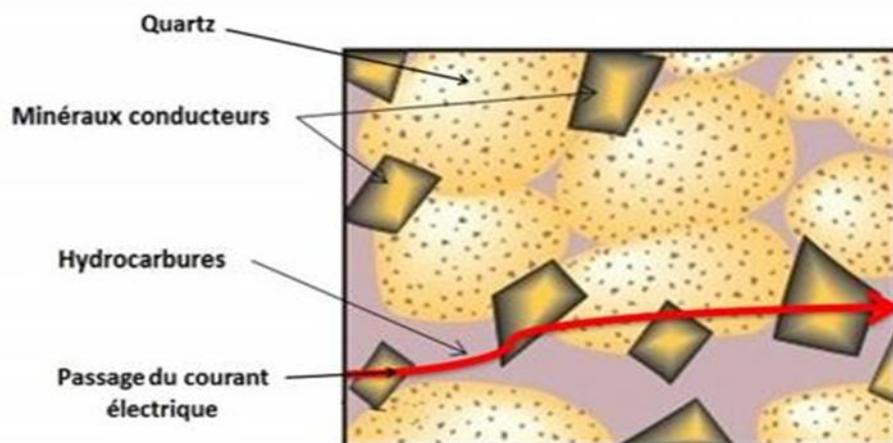


Figure V.6 : Effet des minéraux conducteurs sur la résistivité.

Chapitre V : Etude du phénomène des anomalies de basse résistivité

Les minéraux conducteurs les plus rencontrés dans les roches sédimentaires sont : (D. Achache.1994)

- Les minéraux natifs (cuivre, argent, etc.)
- Les minéraux phylliteux hydratés ou riches en éléments métalliques.
- Les sulfures métalliques (pyrite, galène, etc.).
- Les oxydes de fer (hématite, magnétite, etc.).
- Les minéraux ferrugineux (carbonate de fer, chlorite (chamoisite)).

III. Méthodes de détection du phénomène des basses résistivités :

Les unités du silurien A1 et A2 des puits P1 et P2 dans la région de Berkine sont de nature lithologique argilo-gréseuses, d'où le nom du silurien argilo-gréseux (SAG). Parfois y'a des incertitudes dans certains réservoirs à lithologie particulière, comme dans le cas du SAG, où ces argiles radioactives influencent fortement la mesure des diagraphies classiques notamment les résistivités.

La présence de certains minéraux argileux, telle que la chlorite, montmorillonite et l'illite, et/ou la présence d'oxydes (pyrite) dans les sédiments, qui sont réputés être de bons conducteurs, et entraînent une chute des résistivités, provoquant le phénomène d'anomalies de basse résistivité, qui au cours de l'interprétation indique un réservoir saturé en eau. Ce qui fausse l'interprétation et mène à occulter des unités à fort potentiel d'hydrocarbures.

Dans le but de visualiser les facteurs qui influent sur l'interprétation des réponses diagraphiques dans ce réservoir, on a réalisé des cross-plots : **ThK-PE, K-PE, TH-K, M-N**, afin d'identifier les types de minéraux qui influencent les mesures diagraphiques, et qui sont à l'origine du phénomène des basses résistivités, et au final proposé des solutions pour dépasser ce phénomène.

III.1 : Interprétation des cross-plots :

III.1.1 : M-N plot

Cette méthode d'interprétation consiste à utiliser les trois diagraphies à la fois : **sonique, neutron et densité**, et à croiser leurs données sous forme de différents types de diagrammes ou plots. On appelle cette méthode d'interprétation le **M-N plot**.

En utilisant les lectures des trois diagraphies, on calcule un certain nombre de points **M** et **N**, définis comme suit :

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} * 0.01 \quad (\text{à partir du sonique et densité})$$

$$N = \frac{\phi_{nf} - \phi_n}{\rho_b - \rho_f} \quad (\text{à partir de neutron et densité})$$

Avec :

$\Delta t_f = 189 \mu s/ft$ temps de transit dans le fluide

$\rho_f = 1.1 g/l$ densité du fluide

$\phi_{nf} = 100\%$

$\phi_n =$ la porosité de neutron calibrée calcaire.

Chapitre V : Etude du phénomène des anomalies de basse résistivité

Les figures IV.7 et IV.8 représentent les M-N plot des puits : P1 au niveau de l'unité A1, et P2 pour les unités A1 et A2 du Silurien argileux-gréseux.

Pour l'unité A1 du puits P1, on remarque que le nuage de points est dispersé autour des sulfures et de la région approximative des argiles.

Pour les unités A1 et A2 du puits P2, on remarque que le nuage de points des niveaux réservoirs est essentiellement réparti autour du quartz, ce qui confirme aussi la nature gréseuse de la matrice avec le déplacement des points vers la zone calcite et dolomite induit par l'effet d'argile.

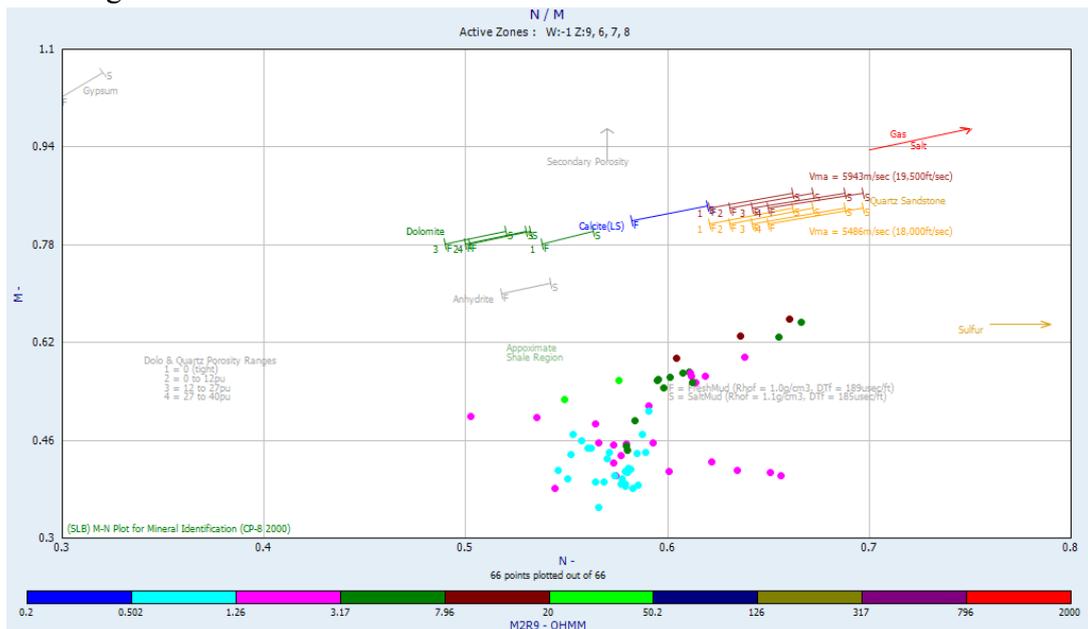


Figure V.7 : M-N PLOT, Abaque CP-8 (Schlumberger) du puits P1 au niveau de l'unité A1 du Silurien argileux-gréseux.

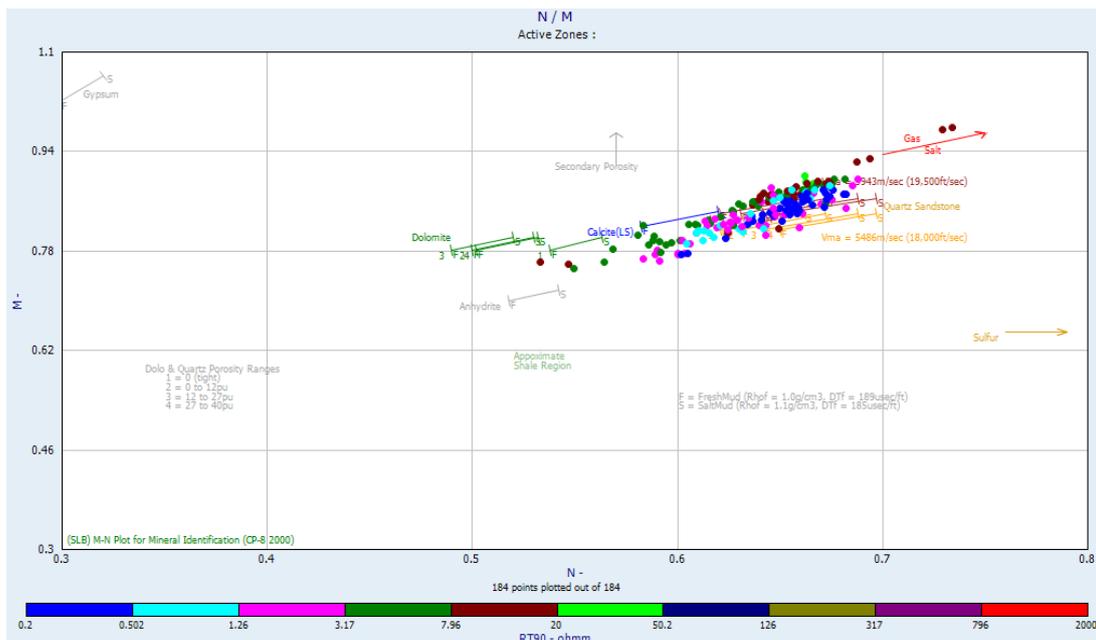


Figure V.8 : M-N PLOT, Abaque CP-8 (Schlumberger) du puits P2 au niveau des unités A1 et A2 du Silurien argileux-gréseux.

Chapitre V : Etude du phénomène des anomalies de basse résistivité

III.1.2 : Th-K plot

Certains minéraux ont des concentrations élevées en Thorium [Th], Uranium [U] et Potassium [K]. Le cross plot Th-K peut être utilisé pour identifier les minéraux contenus dans le réservoir du SAG. Les diagrammes croisés Thorium-Potassium en fonction des résistivités dans l'unité A1 du puits P1 et les unités A1 et A2 du puits P2 sont illustrés par les figures IV.9 et IV.10, ils indiquent la prédominance du chlorite, de la montmorillonite et la kaolinite, et d'un minéral lourd contenant du Thorium.

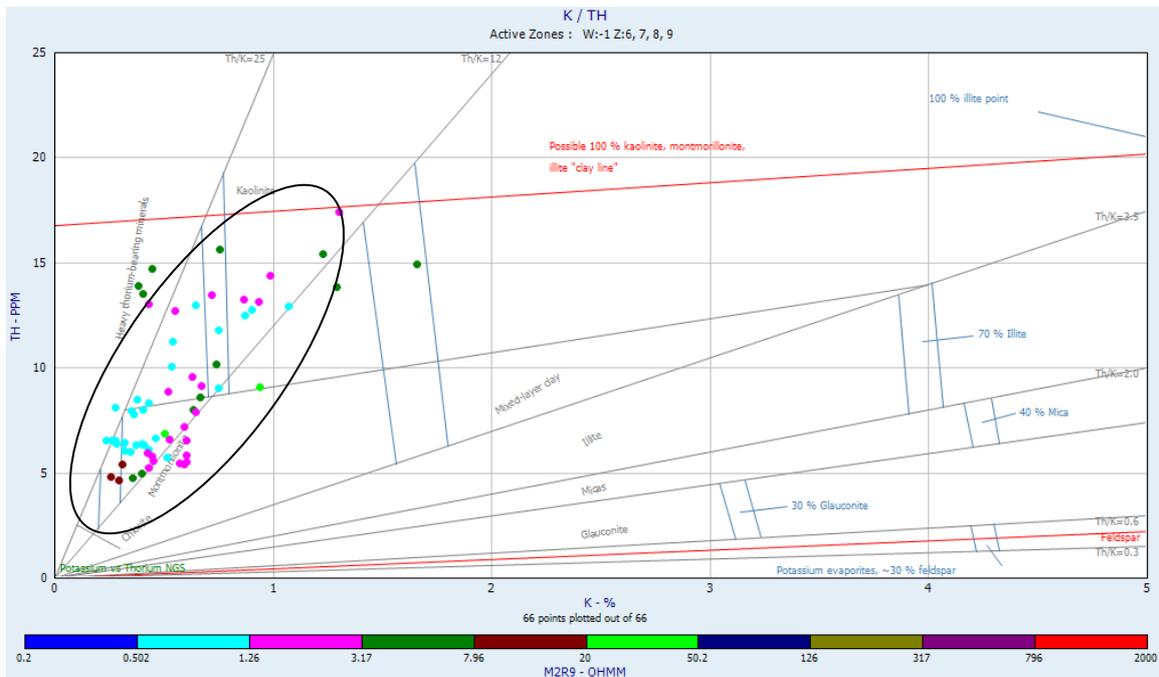


Figure V.9 : Cross-plot Th-K et résistivités du puit P1 dans l'intervalle de l'unité A1 du réservoir Silurien

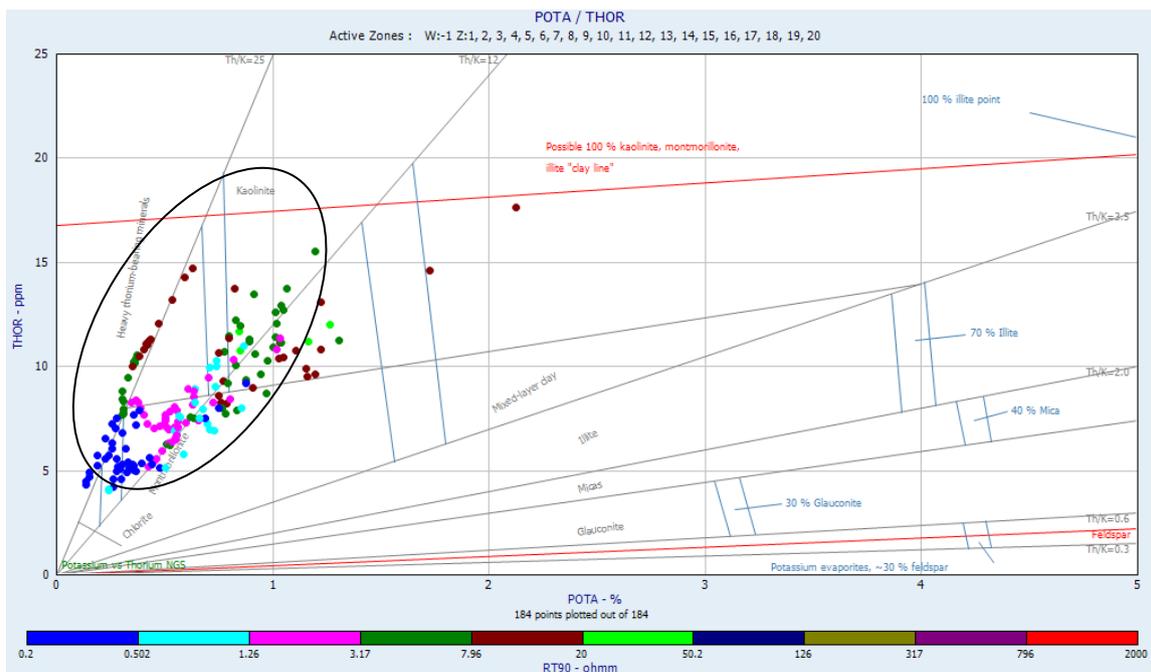


Figure V.10 : Cross-plot Th-K et résistivités du puits P2 dans les intervalles des unités A1 et A2 du réservoir Silurien.

Chapitre V : Etude du phénomène des anomalies de basse résistivité

III.1.3 : K-PE plot :

Le log de lithodensité permet une mesure de l'indice d'absorption photoélectrique (PE), qui est lié au numéro atomique et varie donc d'une lithologie à une autre. La combinaison du NGS (Th, K, U) et du PE permet une estimation puissante et précise des minéraux argileux.

Afin de déterminer la nature des minéraux argileux influant dans le réservoir silurien, nous avons réalisé les abaques d'identification minéralogique de Schlumberger, où le PE est croisé avec K en fonction des résistivités comme le montre les figures IV.11 et IV.12.

Le minéral argileux le plus dominant dans l'unité A1 du puit P1 c'est le **chlorite**. Dans le puit P2 les minéraux les plus dominants sont le **chlorite** et la **montmorillonite**. Le chlorite est un minéral aluminosilicate de fer de magnésium, de formule $(\text{Fe}, \text{Mg}, \text{Al})_6 (\text{Si}, \text{Al})_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_8$, Ces chlorites sont produits par la décomposition de la biotite, la montmorillonite est un minéral composé de silicate d'aluminium et de magnésium hydraté, de formule $(\text{Na}, \text{Ca})_{0,3} (\text{Al}, \text{Mg})_2 \text{Si}_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$, appartenant au groupe des smectites de la famille des phyllosilicates.

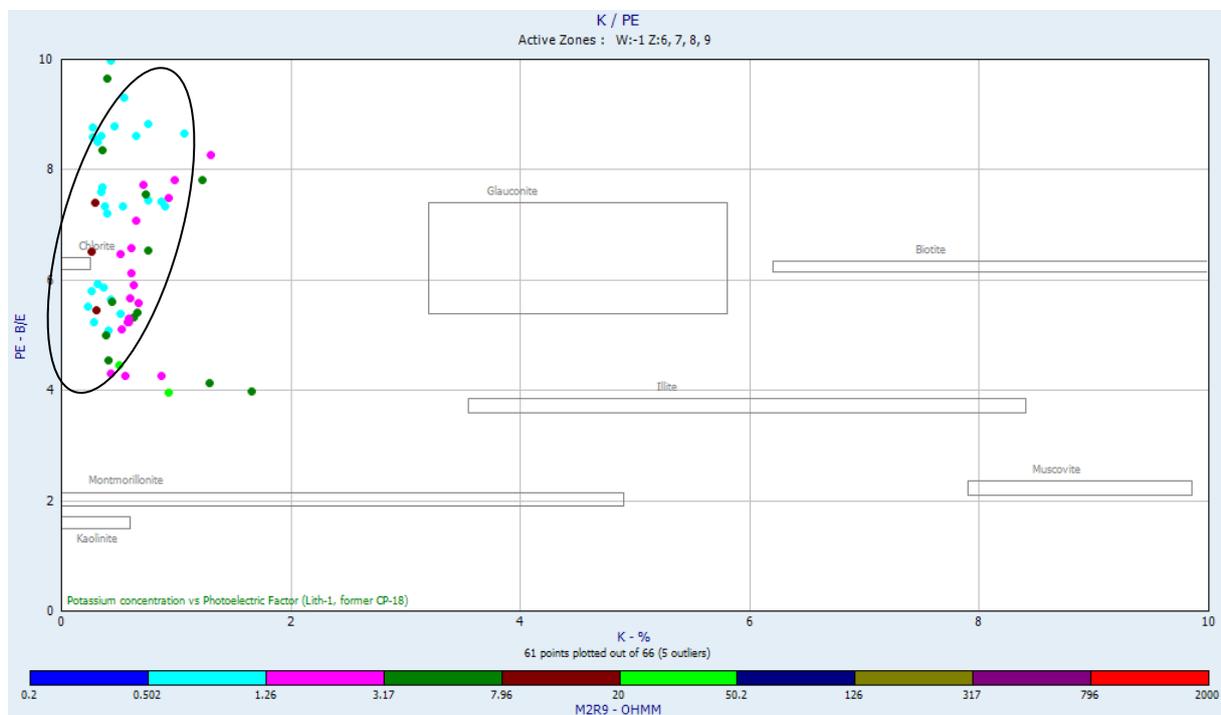


Figure V.11 : Cross plot K-PE et résistivités pour l'identification minéralogique des argiles dans l'unité A1 du puits P1 dans le réservoir silurien.

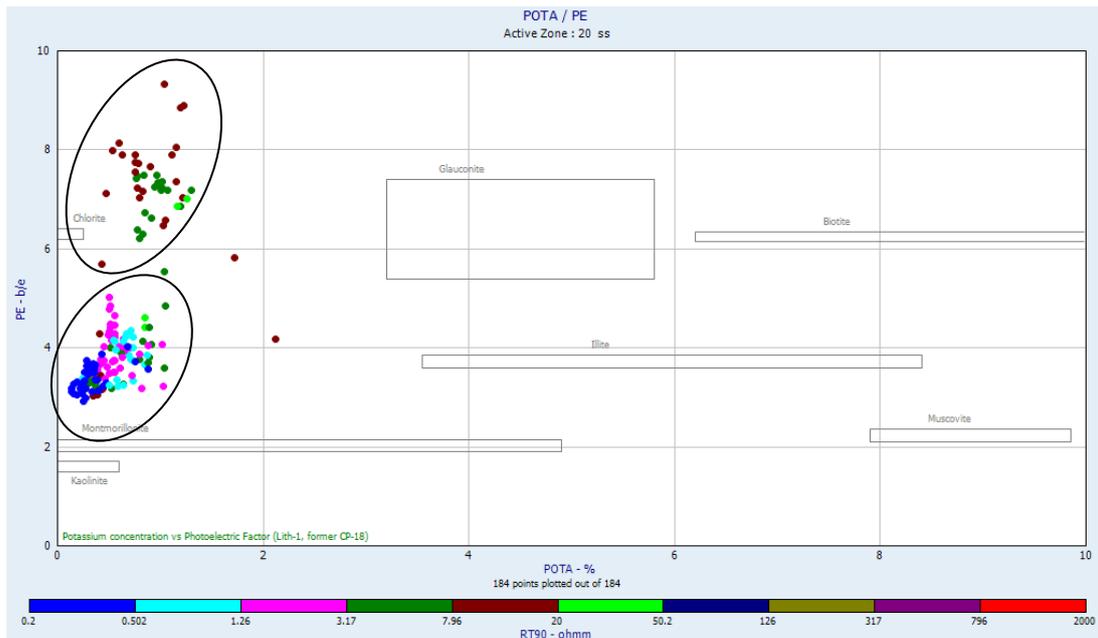


Figure V.12: Cross plot K-Pe et résistivités pour l'identification minéralogique des argiles dans les unités A1 et A2 du puits P2 dans le réservoir silurien.

III.1.4 : K-Th-PE plots

Utilisé aussi pour déterminer la nature des minéraux argileux influant dans le réservoir silurien avec l'abaque d'identification minéralogique de Schlumberger, où le PE est croisé avec Th-K en fonction des résistivités comme le montre les figures IV.13 et IV.14.

Le minéral le plus dominant pour l'unité A1 du puit P1 c'est le chlorite, mais pour les unités du puits P2, on a la dominance des argiles mixtes, le chlorite, avec une faible teneur en illite.

Chapitre V : Etude du phénomène des anomalies de basse résistivité

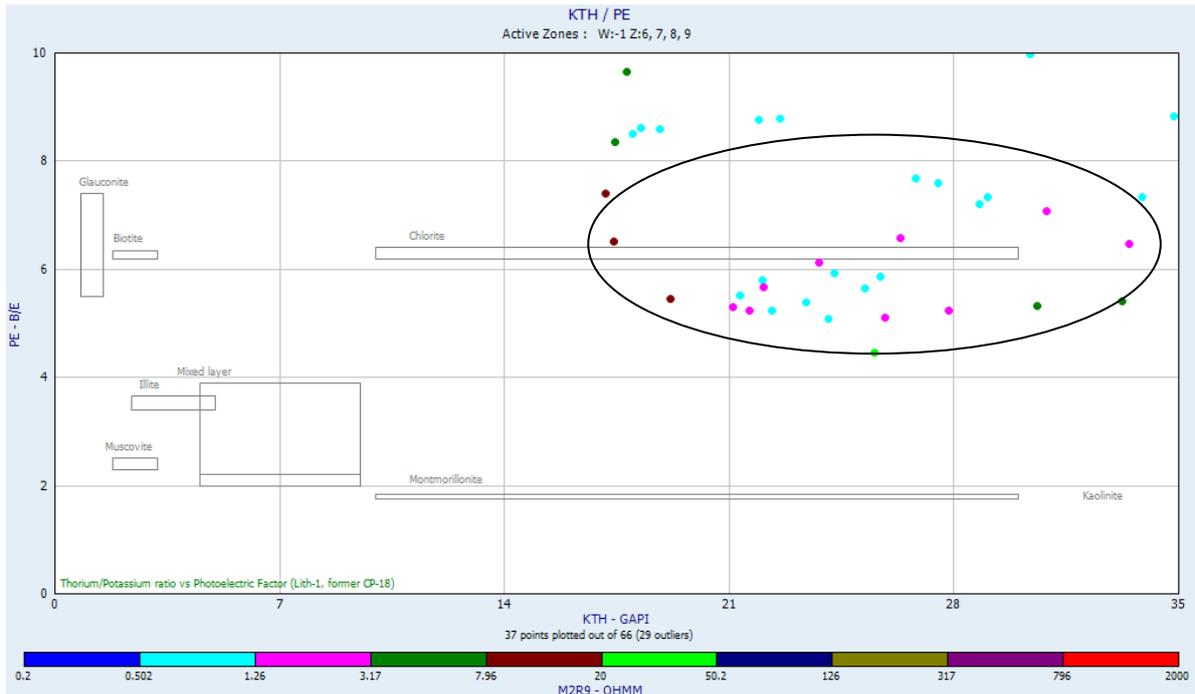


Figure V.13: Cross plot K-Th-PE et résistivités pour l'identification minéralogique des argiles dans l'unité A1 du puit P1 réservoir silurien.

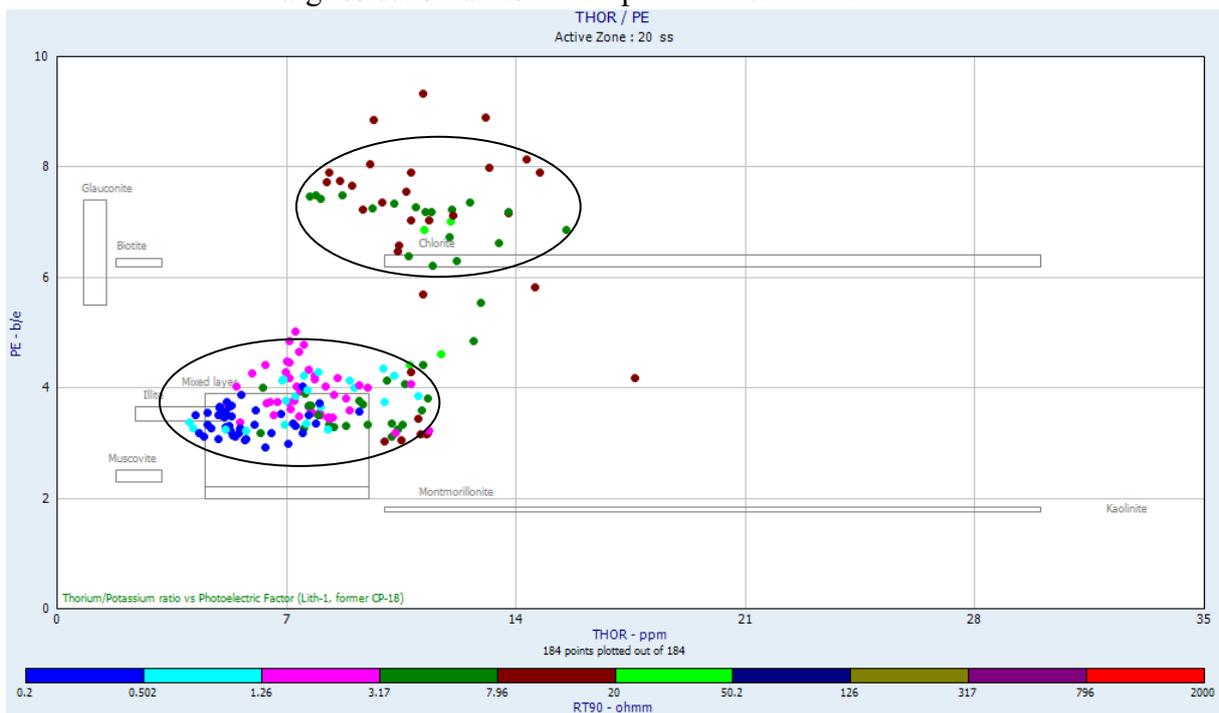


Figure V.14: Cross plot K-Th-PE et résistivités pour l'identification minéralogique des argiles dans l'unité A1 et A2 du puits P2 dans le réservoir silurien.

IV. Solutions possible

IV.1. Résonance magnétique nucléaire [RMN]

Elle est utilisée pour déterminer les paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la saturation, la distribution de la taille des pores, la perméabilité et le type de fluides (eau, huile, gaz). Cette opération consiste essentiellement en la mesure de la décroissance de l'aimantation nucléaire des noyaux atomiques des liquides saturant le milieu poreux dotés d'un nombre impair de protons, de neutrons ou des deux (ex : ^1H), après une excitation temporaire de radio fréquence. La mesure est généralement effectuée sur l'aimantation transversale, On en déduit plus ou moins directement les caractéristiques générales du milieu (HAMADA, G.M. and AL-AWAD, M.N, 2002).

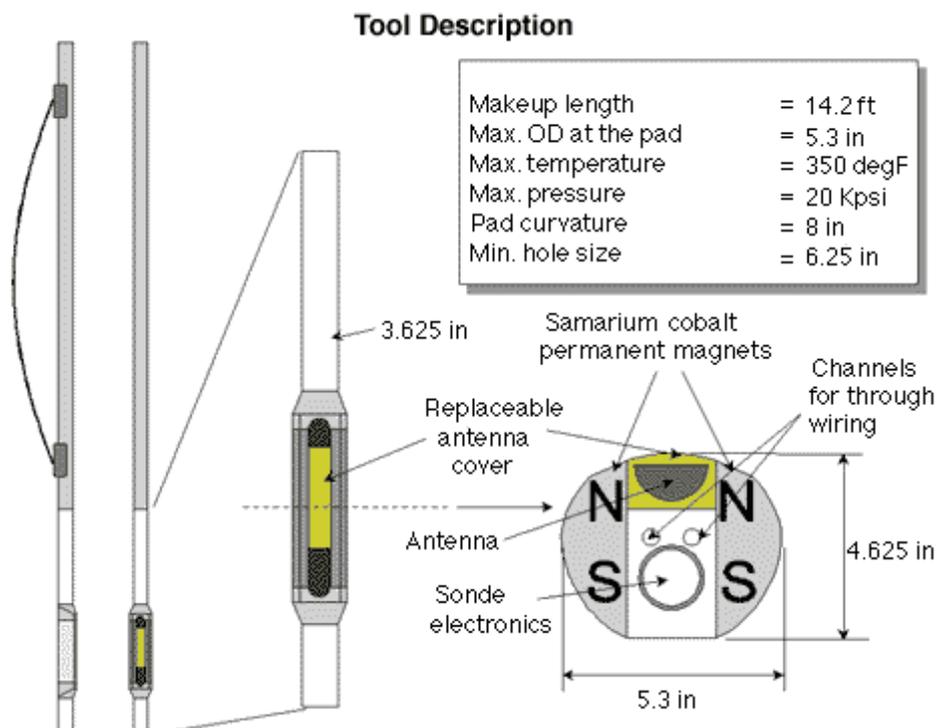


Figure V.15 : L'Appareil CMR de Schlumberger qui permet d'effectuer des mesures RMN dans les puits.

IV.2 : Ecoscope

L'outil Ecoscope intègre une suite complète de mesures d'évaluation de la formation, de placement de puits et d'optimisation du forage pour augmenter l'efficacité opérationnelle, réduire les risques et accroître la confiance dans l'interprétation des données et le calcul de la production et des réserves.

Conçu autour d'un générateur de neutrons pulsés (PNG : Pulsed Neutron Generator), une source émet des neutrons de haute énergie qui interagissent avec les noyaux des éléments présents dans la formation. Il sert à mesurer directement la résistivité, la porosité neutronique et la mesure azimutale des rayons gamma, la densité et de la section différentielle (σ). Ces mesures permettent de déterminer la saturation en eau de la formation.

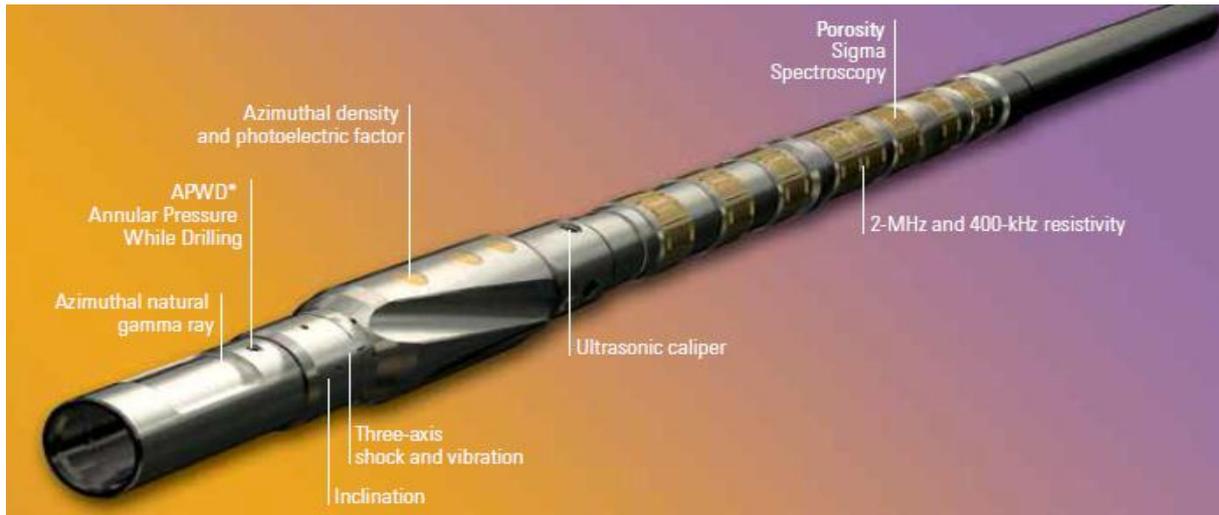


Figure V.16 : Outil Ecoscope. (Document Schlumberger,2002).

IV. Modular Dynamic Tester [MDT]

C'est un ensemble de modules combinés à l'outil de forage qui fournit des mesures rapides et précises et permet de prélever des échantillons de haute qualité de fluide en place, afin de déterminer leur nature (eau, huile, gaz), estimer la perméabilité et la saturation dans le réservoir.

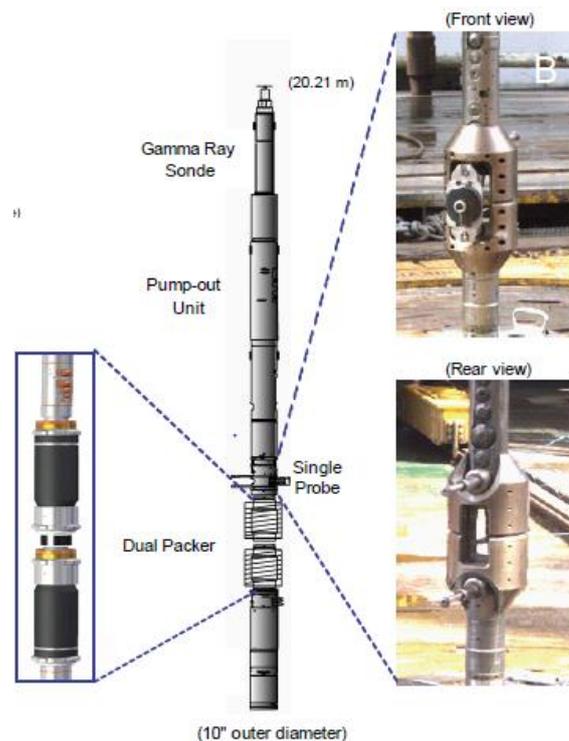


Figure IV.17: Outil MDT (Moe kyaw, T., & al,2011).

V. Conclusion :

La présence d'incertitude quant au résultat trouvé lors de l'interprétation des paramètres pétrophysiques, qui ont indiqués un réservoir saturé en eau (unité A1 du puit P1 et P2) a conduit à la conclusion que le SAG présente le phénomène de basse résistivité.

L'utilisation des cross plots a permis de mettre en valeurs la nature des minéraux argileux conducteurs qui existent dans le réservoir, et affectent la mesure de la résistivité des formations.

L'abondance du chlorite et la montmorillonite, qui dans leurs formules chimiques contiennent du fer et/ou du magnésium, constituent des éléments conducteurs importants et font chuter les résistivités.

Afin de déterminé avec précision la nature des fluides existants en place, on utilise le Modular dynamique data (MDT), qui permet des prélèvement d'échantillons de fluide dans le réservoir, ou bien la méthode de résonance magnétique nucléaire, et cela pour déterminé avec précision l'existence ou pas des hydrocarbures dans le réservoir silurien argilo-gréseux.

Conclusion générale

Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique et étude du phénomène de basse résistivité dans le réservoir silurien argilo-gréseux du bassin de berkine (Région de Zemlet En Naga et Zemoul el Kbar, Berkine Est)
Master-Bassins Sédimentaires
(HAROUN T ; ALLOUACHE S, 2020.)

Conclusion générale

Dans le bassin de berkine, les réservoirs argilo-gréseux d'âge silurien ont fait l'objet de cette étude basée essentiellement sur les enregistrements diagraphiques (Gama Ray, Gamma-Gamma, Neutron, sonique et résistivités).

En premier lieu, nous avons réalisé le découpage séquentiel du Silurien aux niveaux des deux puits (**P1**, **P2**) sur la base de la réponse diagraphique Gamma Ray, qui nous a permis d'identifier quatre séquences de deuxième ordre d'âge **Pridoli**. Ces résultats ont été confirmés en utilisant les signaux des diagraphies de résistivité, neutron et densité. Une corrélation stratigraphique a été réalisée entre les deux puits dans le but de mettre en évidence les variations latérales et verticales des séquences, cortèges et niveaux réservoirs.

Le Silurien Argilo-Gréseux dans le périmètre de Rhourde En Naga et Zemoul El Kbar, se présente en une succession d'unités argilo-gréseuses, empilées et déposées dans un milieu marin peu profond. Ces dépôts sont majoritairement de shoreface ou subtidal.

L'évaluation pétrophysique à partir des mesures diagraphiques montre que les réservoirs siluriens dans la région étudiée présentent le phénomène de basses résistivités dans les unités A1 et A2, avec des valeurs de saturation en eau très élevée ($S_w > 50\%$). Le phénomène des anomalies de basses résistivités peut être rencontré dans n'importe quel réservoir et n'importe quel bassin sédimentaire, si des facteurs spécifiques peuvent générer les chutes de résistivités soient réunies. Les causes pouvant être d'ordre géologique de la formation et /ou liées à l'environnement du puits. Dans notre cas, le silurien argilo-gréseux comporte une composition lithologique assez complexe et riche en argiles, qui contient des minéraux conducteurs, tel que la chlorite et la montmorillonite, qui sont identifier à partir des cross plots.

Les méthodes d'évaluation de ce phénomène ont fait un grand progrès grâce notamment à l'utilisation de logiciels et d'outils puissants qui permettent de faire des chaînes de calculs complexes et d'intégrer les données autres que diagraphiques (test MDT, DST, etc.), l'utilisation de cross-plots afin de déterminé le type d'argiles qui influence sur la mesure des résistivité (minéraux conducteurs). De même, les méthodes d'évaluation quantitative des réservoirs doivent se baser sur une équation de calcul de la saturation S_w appropriée à chaque type de réservoir (type d'argiles, porosité,) où tous les paramètres doivent être approchés dans la mesure du possible.

Il faut préciser que certaines précautions et méthodes peuvent être proposées pour une meilleure évaluation du phénomène et une meilleure appréciation de la résistivité à partir l'identification des facteurs à l'origine :

- L'utilisation de la boue à huile permet notamment de limiter l'invasion et réduire les effets de l'environnement.

- L'utilisation de certains outils tels que l'EcoScope, Gamma Spectrometry Tool (GST) permettent le calcul de la saturation en eau sans passer par la « RT ».

- L'utilisation d'outil tel que le MDT qui permet de déterminer la densité des fluides en place et de prendre des microéchantillons en face des réservoirs. Comme l'a été noté précédemment.

Références Bibliographique

**Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique et étude du phénomène de basse résistivité dans le réservoir silurien argilo-gréseux du bassin de berkine (Région de Zemlet En Naga et Zemoul el Kbar, Berkine Est)
Master-Bassins Sédimentaires
(HAROUN T ; ALLOUACHE S, 2020.)**

Références bibliographiques

ADEDAPO, A. et al., (2017): A cohesive approach at estimating water saturation in a lowresistivity pay carbonate reservoir and its validation, J. Petrol. Explor. Prod. Technol.

ACHACHE, D., (1994) : Les réservoirs productifs d'hydrocarbures avec des basses résistivités (Causes, impacts &évaluations), SONATRACH, Division Exploration, Direction Etudes &Synthèses, Département Evaluation.

AHMADI, R., (2010) : Diagraphie et évaluation des réservoirs. Cours, Département de Génie Géologique, Option : Géo-ressources, Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax, Maroc.

AHMAHMA, H., GHARA, A., (2014) : Caractérisation et évaluation quantitative du trias argilo-gréseux inférieur (TAGI) de la structure du bassin de Berkine (Rhourde Rouba), Mémoire de fin d'études, Université KASDI Merbah, Ouargla.

ALIOUA, T., et BELABBAS, A., (2017) : Caractérisation Sédimentologique et pétrophysique des réservoirs du Dévonien inférieur dans le périmètre de Tidikelt, Bassin de l'Ahnet, Mémoire de Master, Département des Sciences Géologiques, Université Mouloud Mammeri, 2017.

AMEUR ZAIMECHE, O., (2014) : Modélisation et reconstitution des faciès non carottés à l'aide des méthodes statistiques multivariées du réservoir trias argileux gréseux inférieur (TAGI) application au champ de sif fatima bassin de (Berkine), Mémoire de Magister, Université KASDI Merbah, Ouargla.

AMEUR, Y., MEZINE, T., (2020) : Analyse séquentielle du réservoir du Silurien ArgiloGréseux (SAG) de la région de Rhourde El Hamra, (Berkine Ouest, Sahara, Algérie) sur la base de l'exploitation des réponses diagraphiques du Gamma Ray et des données de carottes, Mémoire de Master, Département des Sciences Géologiques, Université Mouloud Mammeri.

BELGHITHI, H., (2017) : Etude sédimentologique et séquentielle du Miocène en Tunisie, Thèse Présentée à l'École Nationale d'Ingénieurs de Sfax en vue de l'obtention du doctorat, Discipline : Génie de l'Environnement et de l'Aménagement.

BIAN HUAN, L. et al, (2014): Pore structure effect on reservoir electrical properties and well logging evaluation, Applied Geophysics, Vol. 11, pp. 374-383.

BOUDJAMAA, A., (1987) : Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord oriental, Algérie, Thèse de Doctorat d'Etat, Paris XI-Orsay, France.

BRINIS, S., et MAKOUR, T., (2019) : Evaluation pétrophysique et fracturation hydraulique au niveau des réservoirs compacts de l'Ordovicien, bassin d'Illizi, Mémoire de fin d'études, Université M'hamed Bougara, Boumerdès.

CATUNEANU, O., (2002): Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls, Department of Earth and Atmospheric Sciences, University of Alberta, 1-26 Earth Sciences Building, Edmonton, Alta., Canada.

- CATUNEANU, O., (2006):** Principles of Sequence Stratigraphy, *Elsevier, Amsterdam.*
- CATUNEANU, O., (2010):** Sequence Stratigraphy: common ground after three decades of development.
- CATUNEANU, O., et al., (2011):** Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature, Newsletters on Stratigraphy, Gebrüder Borntraeger, Stuttgart, Germany.
- CHAPELLIER, D. et MARI, J.L., (2004) :** Cours en ligne de géophysique, Institut de Géophysique, Université de Lausanne, Institut Français de Pétrole (IFP).
- CHEN, L. et al., (2009):** Logging Evaluation Method of Low Resistivity Reservoir - A Case Study of Well Block DX12 in Junggar Basin, *Journal of Earth Sciences*, Vol. 20, n° 6, pp. 1003-1011.
- CHIKH, N., et AOUISSI, N.,**
- DELALEX, J., (2017) :** Diagraphies différées et interprétation, Reservoir Engineering, ENSPM, Formation Industrie - IFP Training.
- ECHIKH, K., (1998):** Geology and Hydrocarbon Occurrences in the Ghadames Basin, Algeria, Tunisia, Libya, In: Macgregor, D.S., Moody, R. T. G & CLARK-LOWES, D. D. *Petroleum Geology of North Africa.*
- GHARBI, A., (2011) :** Cartographie des biseaux stratigraphiques du gisement gédinnien de la zone Nord du bassin de Berkine en utilisant l'inversion sismique (Interwell Easy Trace), Mémoire de Magister, Université M'hamed BOUGARA, Boumerdes.
- HACINE, R., (2015) :** Méthodes de diagraphies, Institut Algérien du Pétrole, Boumerdes.
- HAMADA, G.M., & AL-AWAD, M.N., (2002):** Evaluation of Low Resistivity Beds Using Nuclear Magnetic Resonance Log, Petroleum Engineering Department, College of Engineering King Saud University, Saudi Arabia.
- HONGQI, L., (2017):** Principles and Applications of Well Logging, Second Edition, Petroleum Industry Press and Springer-Verlag, Berlin.
- JONATHAN, E., (2018) :** Construction de modèles stratigraphiques à partir de données éparses, Thèse de Doctorat Géo-Ressources, Université de Lorraine, France.
- LEHARANI, Y., RAHIM, K., (2019) :** Découpage séquentiel, évaluation pétrophysique et fracturation hydraulique des réservoirs compacts (Tight) de l'Ordovicien du bassin de l'Ahnet (Région d'Oued Tisararet et Djebel Mouima Sud, Ahnet central), Mémoire de Master, Département des Sciences Géologiques, Université Mouloud Mammeri.
- MAGET, PH., (1982) :** Diagraphies en forage, initiation aux méthodes et aux interprétations, application en géochimie.
- MALLA, A., OUYAHIA, S., (2016) :** Caractérisation du passage Carbonifère-Trias dans la région de Sif Fatima, bassin de Berkine, SE, Algérie, Mémoire de fin d'études, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene

MOE KYAW, T. et al., (2011): Operational Review of the First Wireline In Situ Stress Test in Scientific Ocean Drilling.

MOUSSAOUI, K., SEDIRI, H., (2017) : Evaluation pétrophysique et étude du phénomène de basses résistivités : Cas des réservoirs du Silurien argileux gréseux de la région de Toual (bassin de Berkine), Mémoire de Master, Département des Sciences Géologiques, Université Mouloud Mammeri.

RIZKY T. A. et al., (2016): Integrated Analysis of the Low-Resistivity Hydrocarbon Reservoir in the “S” Field, Proceedings Indonesian Petroleum Association, Fortieth Annual Convention & Exhibition.

SCHLUMBERGER, (2002): MDT Modular Formation Dynamics Tester.

SCHLUMBERGER, (2017): ECOSCOPE, 2017.

SCHÖN, J., (2015): Basic Well Logging and Formation Evaluation, First Edition.

SERRA, O., (1979) : Diagraphies Différées - Bases de l'interprétation, Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques.

SERRA, O., (1985) : Diagraphies Différées, Bases de l'interprétation : Interprétation Des données diagraphiques, Tome 2.

SHENGLAI, Y., (2016-2017): Fundamentals of Petrophysics, Second Edition, Petroleum Industry Press and Springer-Verlag GmbH Germany

SONATRACH, (2012) : Rapport d'implantation du puits P2.

SONATRACH, (2020) : Rapport d'implantation du puits P1.

LEVENDAL, T.C. (2015): Electro-Sequence Analysis and Sequence Stratigraphy of wells E-M1, E-M3 and E-AB1 within the central Bredasdorp Basin, South Africa.

WANG, J., & ZHANG, S., (April 2018): Pore structure differences of the extra-low permeability sandstone reservoirs and the causes of low resistivity oil layers: A case study of Block Yanwumao in the middle of Ordos Basin, NW China, Petroleum Exploration and Development 45(2):273-280